



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

Vienna University of Technology

# DIPLOMARBEIT

Modellierung des wirtschaftlich optimalen Einsatzes von  
Photovoltaik und Solarwärme auf der verfügbaren  
Dachfläche von Wohngebäuden im Vergleich zum Modell  
INVERT\EE-Lab

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas,  
Dipl.-Ing. Dr.techn. Lukas Kranzl

eingereicht an der

Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Željko Moravac  
Matr.Nr.:0627204

Wien, 29. September 2014



*Ipse se nihil scire id unum sciat,*  
Sokrates (469-399 v. Chr.)



## Kurzfassung

Bei der Installierung der Technologien für die Nutzung der Sonnenenergie auf die nutzbare Dachfläche von Wohngebäuden stellt sich die Frage ob es wirtschaftlich optimaler ist nur Solarwärmekollektoren oder Photovoltaikanlagen (PV) einzusetzen, oder doch beide in Kombination und in welchem Ausmaß diese beiden Optionen jeweils am wirtschaftlichsten sind. Von welchen Parametern hängen die Ergebnisse ab? In dieser Arbeit wird ein Berechnungsansatz für den wirtschaftlich optimalen Einsatz von PV und Solarwärmekollektoren auf den nutzbaren Dachflächen entwickelt. Mit dem eigen entwickelten Modell werden die Flächenanteile der Solarwärmekollektoranlage und der PV-Anlage an der nutzbaren Dachfläche, bei denen der Profit (wirtschaftliche Erträge minus die Investitions- und Betriebskosten mit Berücksichtigung der Förderungen) maximal ist, ermittelt. Die Ergebnisse werden auch mit denen des bestehenden Modells INVERT\EE-Lab verglichen, in dem bisher keine PV-Anlage berücksichtigt wird, um zu sehen welchen Unterschied es macht, wenn die PV explizit gleichzeitig mit Solarthermie modelliert wird. Der Vergleich und die Ergebnisse der Modelle werden am Beispiel der Wohngebäude in der Schweiz gemacht.

Unter den analysierten ökonomischen Basis-Rahmenbedingungen ist es am wirtschaftlichsten die ganze nutzbare Dachfläche mit der PV-Anlage und mit einem kleinen oder gar keinem Anteil an der Solarthermie-Anlage auszustatten. Bei Wohngebäuden mit einer Wärmepumpe oder einer Holzheizung, sowie bei Einfamilienhäusern mit einer Ölheizung ist es wirtschaftlich am optimalsten nur die PV-Anlage zu installieren. Bei Mehrfamilienhäusern mit einer Ölheizung ist es am wirtschaftlichsten neben der PV-Anlage auch einen geringen Anteil (ca.15%) der nutzbaren Dachfläche mit Solarthermie zu bestücken. Bei Wohngebäuden mit Gasheizung ist es auch am wirtschaftlichsten einen kleinen Anteil (ca. 25%) an Solarthermie und den restlichen Anteil der nutzbaren Dachfläche mit PV zu installieren. Am attraktivsten ist die Solarthermie bei Gebäuden mit elektrischen Widerstandsheizungen, wobei dies bei Gebäuden mit großer spezifischer Heizwärme (bezogen auf die nutzbare Dachfläche) sogar wirtschaftlicher ist als die PV-Anlage. Die Attraktivität der Solarthermie steigt mit immer kleiner werdendem Unterschied der Preise (Gas ist teurer als Öl im genutzten Preisszenario) der jeweiligen Energieträger im Gegensatz zum Strompreis. Somit ist die Attraktivität der Solarthermie am höchsten bei elektrischen Widerstandsheizungen.

Der Vergleich mit dem Modell Invert\EE-Lab zeigt eine unterschiedliche Auswahl des wirtschaftlich optimalen Einsatzes von Solarthermie, der in der Arbeit auch diskutiert wird.

Die Verbesserung der Jahresnutzungsgrade, sowie die Sanierung der Gebäude

machen die Solarthermie gegenüber der PV-Anlage weniger attraktiv. Auch die erheblichen Kostenreduktionen der Solarthermie-Anlagen bei unveränderlichen Kosten der PV machen die Solarwärme nicht wirtschaftlich überlegen. Eine Erhöhung des Zinssatzes oder Rückspeistarifes begünstigte die PV-Anlage.

**Schlagwörter:**Solarwärme, Solarthermie, Photovoltaik, Schweiz, erneubare Energie, Raumwärme, Warmwasser

## Abstract

When installing the technologies for the utilization of solar energy to the usable roof area of residential buildings, the questions arise: Is it economically better to use only solar thermal collectors or photovoltaic systems (PV)? Or are both in combination optimal - to which extent each of these options in each case? On which parameters are the results depending? In this work a computational approach for the optimal economic use of PV and solar thermal collectors on the roof-top surfaces is developed. By this approach the surface shares of the solar heat collector system and PV system on the roof-top area are determined to the maximum profit point (profit is equal to economic returns minus the investment and operating costs under the consideration of funding). The results are also compared with those of the existing model INVERT\EE-Lab, where previously no PV system is taken into account, to see the difference when the PV is modeled explicitly at the same time with solar thermal systems. The comparison and the outcomes of the models result from the example of the residential buildings in Switzerland. Under the analyzed economic base conditions it is most economical to equip all of the usable roof area with the PV system and with a little or no share with the solar thermal system. For residential buildings with a heat pump or a wood heater, as well as single family houses with oil heating, it is the most economical way to only install the PV system. For multi-family houses with oil heating it is the most economical way to install a small amount (about 15%) of the usable roof area with a solar thermal system next to the PV system. In residential buildings with gas heating it is also the most economical way to install a small share (about 25%) with solar thermal systems and the remaining share of the usable roof area with PV. Solar thermal systems are most economical for buildings with an electric heater. For buildings with large specific thermal heat demand (based on the usable roof area) the solar thermal system is even better than the PV system. The attractiveness of solar thermal systems always increases with decreasing differences in prices of the energy carrier of the installed heater compared to the electricity price. Thus, the attractiveness of solar thermal systems is the highest for electrical heaters. The comparison with the model Invert\EE-Lab shows a different selection of the economically optimal use of solar thermal energy, which is also discussed in this theses.

Improving the efficiency of the heater, as well as the renovation of the building makes the solar thermal system less attractive compared to the PV system. The significant cost reductions of the solar thermal systems (at constant cost of PV) do not result in significantly economical attractiveness over PV. An increase in the interest rate or feed-in tariff favors the PV system.





# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Methodik</b>	<b>6</b>
2.1	PV vs. Solarthermie Modell - Methodik . . . . .	6
2.1.1	Solare Einstrahlung . . . . .	8
2.1.2	Photovoltaik . . . . .	12
2.1.3	Solarthermische Anlage . . . . .	15
2.1.4	Optimales Verhältnis der Flächen von PV- und solar- thermischen Anlagen . . . . .	17
2.1.5	Nettokosten . . . . .	18
2.1.6	Berücksichtigung des Stromverbrauchs der Strom-basierten Heizungen beim Stromverbrauchprofil bei der Berech- nung des PV-Ertrags . . . . .	18
2.2	Verifikation des Modells . . . . .	19
2.3	Methodik - INVERT\EE-Lab . . . . .	22
2.3.1	Energienachfrageberechnung . . . . .	23
2.3.2	Entscheidungsalgorithmus . . . . .	25
<b>3</b>	<b>Datenbasis</b>	<b>26</b>
3.1	U-Werte . . . . .	26
3.2	Gebäudebestand und Heizungssysteme . . . . .	27
3.3	Endenergieverbrauch - Vergleich der Modellergebnisse mit der Literatur . . . . .	30
3.4	Raumwärme- und Warmwasser-Szenario . . . . .	31
3.5	Klimadaten . . . . .	33
3.6	Verbrauchsprofile . . . . .	34
3.6.1	Heizwärmeverbrauch . . . . .	34
3.6.2	Elektrischer Verbrauch . . . . .	35
3.7	Investitionskosten . . . . .	36
3.8	Betriebs- und Wartungskosten . . . . .	37
3.9	Förderungen und ökonomische Rahmenbedingungen . . . . .	38

3.9.1	PV-Förderungen und ökonomische Rahmenbedingungen	38
3.9.2	Solarthermie-Förderungen . . . . .	39
3.9.3	Steuervergünstigungen . . . . .	39
3.10	Energieträgerpreis (Szenario) . . . . .	40
3.11	Jahresnutzungsgrad . . . . .	41
3.12	PV-Charakteristika . . . . .	41
3.13	Solarthermie-Charakteristika . . . . .	42
<b>4</b>	<b>Modell Ergebnisse</b>	<b>43</b>
4.1	Basisszenario . . . . .	43
4.1.1	Basisszenario - alle Gebäude . . . . .	44
4.1.2	Basisszenario - ausgewählte Gebäude . . . . .	46
4.2	Sensitivitäten . . . . .	51
4.2.1	Sensitivitäten auf einem Gebäude . . . . .	51
4.2.2	Sensitivitäten auf ausgewählte Parameter des gesamten EFH und MFH Gebäudebestandes . . . . .	55
4.3	Solarthermie Ergebnisse mit INVERT\EE-Lab . . . . .	67
4.4	Gegenüberstellung der Ergebnisse der zwei Methoden . . . . .	70
<b>5</b>	<b>Schlussfolgerungen der Arbeit</b>	<b>72</b>
<b>6</b>	<b>Offene Punkte und Ausblick</b>	<b>75</b>
	<b>List of Figures</b>	<b>76</b>
	<b>List of Tables</b>	<b>82</b>
<b>A</b>	<b>Geometriedaten</b>	<b>85</b>
<b>B</b>	<b>U-Werte bei Sanierungen</b>	<b>87</b>
<b>C</b>	<b>KEV und Rückspeisetarife</b>	<b>89</b>
<b>D</b>	<b>Flächen der einzelnen Anlagentypen im wirtschaftlichen Optimum in Unterkapiteln 4.1 und 4.2</b>	<b>91</b>

## Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandsprodukt
bzw.	beziehungsweise
CHF/Fr.	Schweizer Franken (Währung)
EEG	Energy Economics Group (Arbeitsgruppe an der TU Wien)
EFH	Einfamilienhaus
EIV	Einmalvergütung
EU	Europäische Union
exkl.	exklusiv
Glg.	Gleichung
INVERT\EE-Lab	Ökonomisches Modell entwickelt an der TU Wien
KEV	Kostendeckende Vergütung für Solarstrom
MFH	Mehrfamilienhaus
MWST	Mehrwertsteuer
OZ	Ortszeit
PV	Photovoltaik
Rp.	Rappen ( $100 Rp. = 1 CHF = 1 Fr.$ )
RW	Raumwärme
SFS	Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie
spez.	spezifisch
Stk.	Stück
Tab.	Tabelle
TU	Technischen Universität (Wien)
TÜV	Technischer Überwachungsverein
usw.	und so weiter
vllt.	vielleicht
Wärmepumpe (W/W)	Wärmepumpe (Wasser/Wasser)
WOZ	Wahre Ortszeit
WP (W/W)	Wärmepumpe (Wasser/Wasser)
WW	Warmwasser
z. B.	zum Beispiel
ZG	Zeitgleichung

AG	Aargau
AI	Appenzell Innerrhoden
AR	Appenzell Ausserrhoden
BE	Bern
BL	Basel-Landschaft
BS	Basel-Stadt
FR	Freiburg
GE	Genf
GL	Glarus
GR	Graubünden
JU	Jura
LU	Luzern
NW	Nidwalden
OW	Obwalden
SG	St. Gallen
SO	Solothurn
TG	Thurgau
UR	Uri
ZH	Zürich

## Nomenklatur

$a_1$	$W/m^2K$	Wärmedurchgangskoeffizient (Solarwärmekollektor)
$a_2$	$W/m^2K^2$	Wärmedurchgangskoeffizient (Solarwärmekollektor)
$A_{möglich}$	$m^2$	nutzbare Dachfläche (für PV oder Solarthermie)
$A_{PV}$	$m^2$	Fläche der PV-Anlage
$A_{Sth}$	$m^2$	installierte Solarwärmekollektorfläche
$BGF$	$m^2$	Bruttogeschossfläche
$BIP_{2010}$	$CHF$	Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2010
$BIP_{2013}$	$CHF$	Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2013
$BK_{gesamt}$	$CHF$	Barwert der Betriebs- und Unterhaltskosten
$c$	$Wh/kg^{\circ}C$	spezifische Wärmekapazität von dem Speichermedium
$c^T$	$^{\circ}CW^{-1}m^2$	beschreibt wieviel das PV-Modul durch die globale Strahlung $I_t$ erhitzt wird
$E_{Last,j}$	$Wh$	elektrischer Lastverbrauch der $j$ -ten Stunde
$E_{PV,j}$	$Wh$	Energieertrages der PV-Anlage der $j$ -ten Stunde
$E_{PV}$	$Wh$	Energieertrags einer PV-Anlage
$E_{sth,j}$	$Wh$	genutzte Nachheizenergie in der $j$ -ten Stunde (Solarwärme)
$E_{sth,k}$	$Wh/a$	Nachheizenergie aus der Solarwärme im $k$ -ten Jahr
$EEB_{HS}$	$kWh/m^2a$	Endenergiebedarf (Invert\EE-Lab)
$EEB$	$kWh/m^2a$	spezifische Endenergiebedarf (Invert\EE-Lab)
$EEB_{Norm}$	$kWh/m^2a$	spez. Endenergiebedarf nach ÖNORM H 5056 (Invert\EE-Lab)
$HTEB$	$kWh/m^2a$	spez. Heiztechnik-Energiebedarf (Invert\EE-Lab)
$HWB$	$kWh/m^2a$	spez. Heizwärmebedarf nach ÖNORM B 8110 (Invert\EE-Lab)
$I_b$	$W/m^2$	direkte Strahlung
$I_d$	$W/m^2$	diffuse Strahlung
$I_{ext}$	$W/m^2$	ankommende Sonneneinstrahlung auf die Erde
$I_{sc}$	$W/m^2$	solare Konstante
$I_{STC}$	$W/m^2$	Globalstrahlung auf die PV-Fläche unter STC
$I_t$	$W/m^2$	totale Strahlung
$I_{t,j}$	$Wh/m^2$	totale Strahlung auf der geneigten Kollektorfläche in der $j$ -ten Stunde

$L_{loc}$	°	Längenbreite der betrachteten Lokation
$L_{st}$	°	Längenbreite der lokalen Zeitzone
$LD$	$a$	Lebensdauer/Abschreibdauer
$n$		Ordnungszahl des Tages im Jahr
$NK_{PV}$	$CHF$	Nettokosten der PV Anlage (berücksichtigt Investitionskosten, Betriebskosten und Förderungen)
$NK_{Sth}$	$CHF$	Nettokosten der solarthermischen Anlage (berücksichtigt Investitionskosten, Betriebskosten und Förderungen)
$OZ$		Ortszeit
$p_{ec}^{r2010}$	$CHF/Wh$	Energieträgerpreis in realen Preisen von 2010
$p_{ec}^{r2013}$	$CHF/Wh$	Energieträgerpreis in realen Preisen von 2013
$p_{ec,k}$	$CHF/Wh$	Energieträgerpreis in dem $k$ -ten Jahr
$p_{el,k}$	$CHF/Wh$	Strompreis des $k$ -ten Jahres
$p_{feed-in}$	$CHF/Wh$	Rüchspeisetarif
$PVE$	$CHF$	wirtschaftlicher Barwert der Erträge aus der PV-Anlage
$PVE$	$CHF$	wirtschaftlicher Ertrag der PV-Anlage (für die gesamte Abschreibdauer - Barwert)
$PVE_{k,j}$	$CHF/h$	der wirtschaftliche Ertrag der PV-Anlage der $j$ -ten Stunde
$PVE_k$	$CHF/a$	der wirtschaftliche Ertrag der PV-Anlage des $k$ -ten Jahres
$Q_j$	$Wh$	verfügbare Energie in der $j$ -ten Stunde (Solarwärme)
$Q_{Kollektor,j}$	$Wh$	Solarwärmekollektorsertrag in der $j$ -ten Stunde
$Q_{Last,j}$	$Wh$	Heizlastverbrauch in der $j$ -ten Stunde (Solarwärme)
$Q_{max}$	$Wh$	maximale Speicherenergie im Solarwärmespeicher
$Q_{min}$	$Wh$	minimale Speicherenergie im Solarwärmespeicher
$Q_{nutz,j}$	$Wh$	Nutzenergie in der $j$ -ten Stunde (Solarwärme)
$Q_{soll}$	$kWh/a$	jährlicher solarthermischer Energieeintrag (Invert\EE-Lab)
$Q_{Umgebung,WP}$	$kWh/a$	jährlicher Energieertrag aus Umgebungswärme (Invert\EE-Lab)
$SE$	$CHF$	wirtschaftlicher Barwert der Erträge aus der solarthermischen Kollektoranlage

$t_a$	$^{\circ}C$	Umgebungstemperatur
$t_{heat}$	$^{\circ}C$	Abzapftemperatur
$t_m$	$^{\circ}C$	mittlere Fluidtemperatur in dem Solarwärmekollektor
$t_{max}$	$^{\circ}C$	maximale Temperatur des Speicherfluids
$t_{min}$	$^{\circ}C$	minimale Speichertemperatur
$T_{mod}$	$^{\circ}C$	Temperatur des PV-Moduls
$T_{modSTC}$	$^{\circ}C$	Temperatur des PV-Moduls unter STC (standard test condition)
$T_{Umgebung}$	$^{\circ}C$	Umgebungstemperatur
$V$	$m^3$	Volumen des Solarwärmespeichers
$WOZ$		Wahre Ortszeit
$WWWB$	$kWh/m^2a$	spez. Warmwasserwärmebedarf (Invert\EE-Lab)
$z$		Zinssatz
$ZG$	$\circ$	Zeitgleichung
$\beta$	$\circ$	Neigung
$\delta$	$\circ$	Deklination
$\eta_{sth0}$		Optischer Wirkungsgrad (Solarwärmekollektor)
$\eta_{hs}$		Jahresnutzungsgrad der Heizungsanlage
$\eta_{PV}$		Effizienz der PV-Anlage
$\eta_{rel}$		relative Effizienz der PV-Moduls
$\eta_{rest}$		berücksichtigt andere mögliche Verluste durch den Umrichter, der Zusammenschaltung der Module usw.
$\eta_{st,j}$		Speicherverluste
$\eta_{sth}$		Effizienz der Solarwärmekollektoren
$\eta_{WT}$		Wärmetausch- oder andere möglich anfallende Verluste
$\gamma$	$\circ$	Azimutwinkel
$\gamma_s$	$\circ$	Sonnenazimutwinkel
$\omega$	$\circ$	Stundenwinkel
$\phi$	$\circ$	geographische Breite
$\pi_{PV}$	$CHF$	wirtschaftlicher Gewinn der PV-Anlage
$\pi_{Sth}$	$CHF$	wirtschaftlicher Gewinn der solarthermischen Kollektoranlage
$\rho$		Reflexionskoeffizient der Umgebung (solare Einstrahlung)
$\rho$	$kg/m^3$	Speichermedium-Massendichte
$\theta_z$	$\circ$	Zenitwinkel





# Kapitel 1

## Einleitung

In früheren Jahrhunderten, sowie im 21.ten Jahrhundert und den folgenden Jahrhunderten, ist und wird die Rohstoffexploitation auf eine beschränkte Anzahl von Ländern begrenzt sein. Die Länder, die kein Brennstoffvorkommen besitzen, werden bei Produktion, Vertrieb und Transport dieser von anderen Ländern abhängen. In der Welt, wo Energieträger mehr und mehr als politische Waffe eingesetzt werden, ist es wichtig die Technologien zu entwickeln, zu verbessern und vermehrt einzusetzen, deren Energieträger erneuerbar und nicht geographisch begrenzt sind. Solarwärmekollektoren und Photovoltaik (PV) sind Technologien, um die Sonnenenergie, die überall auf der Welt verfügbar ist, zu nutzen. Die eine wandelt die Sonnenenergie in Wärme (Solarwärmekollektoren) um und die andere diese in Strom (PV). Trotz der hohen Relevanz beider Technologien stellen sich auch die Fragen, welche Technologie derzeit wirtschaftlich günstiger ist und wie man die anderen Ressourcen bei der Einsetzung dieser Technologien nutzen sollte. Diese beiden Technologien werden auf den vorhandenen Dachflächen von Wohngebäuden installiert, aber in den letzten Jahren werden auch viele Richtlinien zur Sanierung der Gebäude erstellt, wie in Projekten wie ENTRANZE [13], RES-H [14] mit dem Modell INVERT\EE-Lab (entwickelt von EEG, TU Wien), wobei bei den berechneten Szenarien in der Vergangenheit die Möglichkeit der PV-Installierung oft nicht explizit berücksichtigt wurde.

Bei den erwähnten Projekten ENTRANZE und RES-H Policies werden für alle 28 EU Länder (und Serbien in ENTRANZE) Gebäudedaten und Heizungsanlagestrukturen erfasst. Deswegen wird in dieser Arbeit die ausgearbeitete Methodik am Beispiel der Schweiz angewandt, um diese (Gebäude- und Heizungsanlagedaten) auch zu recherchieren.

In den letzten Jahren zeichnet sich ein starker Verkaufsanstieg von Photovoltaikanlagen (PV) in der Schweiz ab, wobei die solaren Flachkollektoren

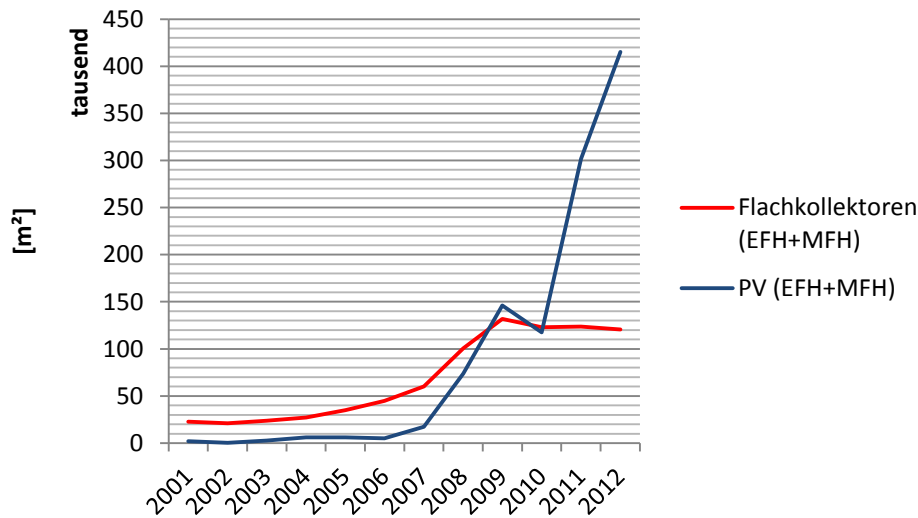


Abbildung 1.1: Verkauf von PV und Solarflachkollektoren bei EFH und MFH in der Schweiz (Quelle: Marktumfrage Sonnenenergie BFE [12])

eher am Markt stagnieren (siehe auch Abb.1.1<sup>1</sup>). Bei den Solarwärmekollektoren werden hauptsächlich Flachkollektoren verkauft, wobei der Anteil der Röhrenkollektoren in der Gesamtbetrachtung vernachlässigbar ist (siehe Abb.1.2). Wenn man den Verkauf der Flachkollektoren nach der Anlagenart in Abb.1.3 betrachtet, kann man sehen, dass der Anteil an Solarwärmekollektoren zur Warmwasserzubereitung größer ist als jener für die Raumheizung, sowohl bei Einfamilienhäusern (EFH), als auch bei Mehrfamilienhäusern (MFH). Weiters ist auch zu erkennen, dass dies bei MFH noch ausgeprägter ist. Nichtsdestotrotz stellt die Raumwärme zusammen mit dem Warmwasser (siehe Abb.1.4) den größten Anteil des Endenergieverbrauchs in der Schweiz 2011 dar. Somit sind die Technologien, die zur Bereitstellung der Raumwärme und des Warmwassers dienen, enorm wichtig.

<sup>1</sup>Bei der Marktumfrage sind nur Daten für installierte PV Leistung in  $kWp$  angegeben, und die PV Fläche wurde ermittelt indem konstantes Flächenverhältnis zur Leistung  $10m^2/kWp$  angenommen wurde. Dies ist wichtig um die Entwicklung des Marktes zu vergleichen. Bei Solarwärme ist dieses Verhältnis  $0.7kW/m^2$ .

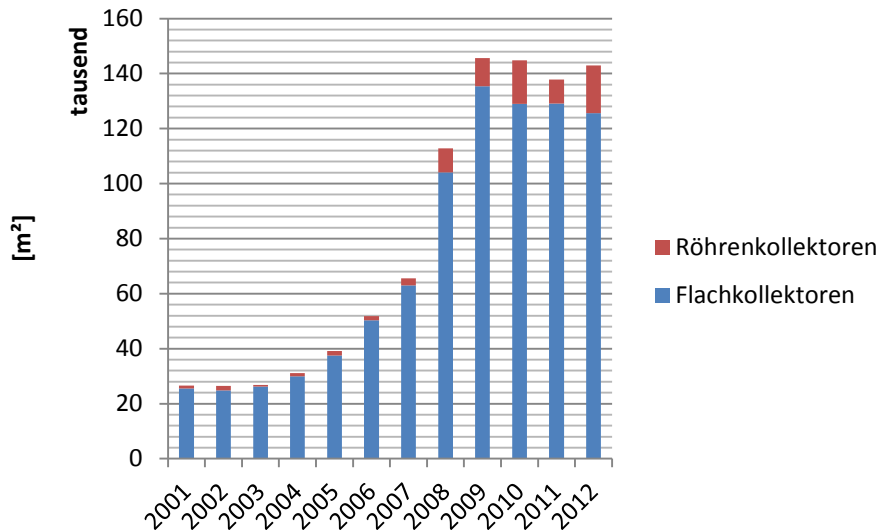


Abbildung 1.2: Verkauf von Flach- und Röhrenkollektoren in der Schweiz (Quelle: Marktumfrage Sonnenenergie BFE [12])

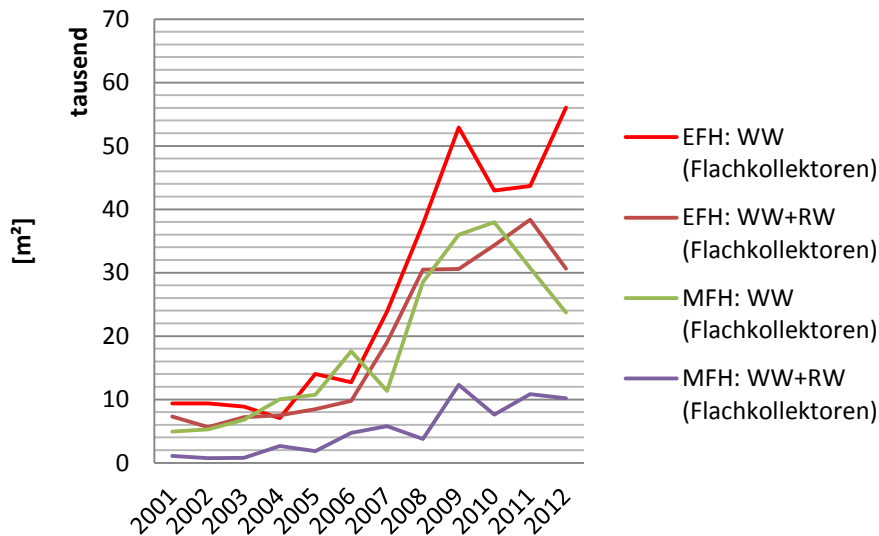


Abbildung 1.3: Verkauf von Flachkollektoren nach der Anlagenart in EFH und MFH in der Schweiz (Quelle: Marktumfrage Sonnenenergie BFE [12])

In dieser Arbeit wird der Frage nachgegangen, wie stark Solarstrom und Solarwärme miteinander konkurrieren, bzw. welches Verhältnis bei vorhandenen nützlichen Dachflächen (die Flächen orientiert nach Süden bringen den größten Energieertrag, bzw. die Flächen, die wenig oder überhaupt nicht der

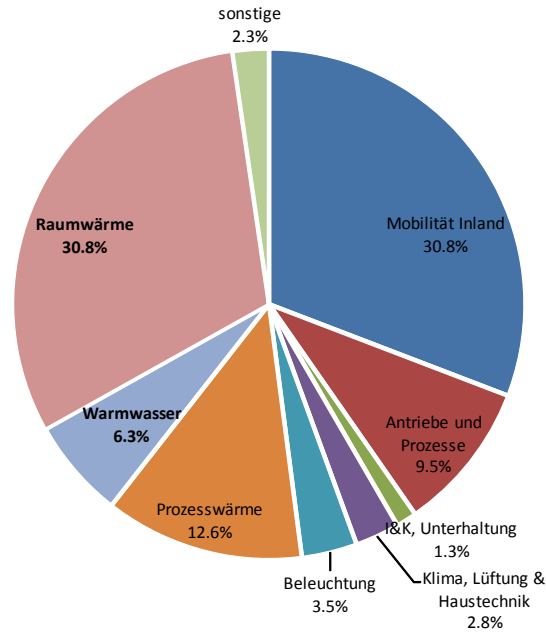


Abbildung 1.4: Verteilung des Endenergieverbrauchs in der Schweiz 2011 (Quelle: BFE [18])

Sonne ausgesetzt sind, bringen einen sehr kleinen oder gar keinen Energieertrag) der zwei Technologien (Solarwärmekollektor vs. PV) optimal ist und von welchen Faktoren dieses Verhältnis abhängt. Es wird ein Raumwärme- und Warmwasser-Szenario für ein ausgewähltes Land (in dieser Arbeit die Schweiz) mit dem Modell INVERT\EE-Lab berechnet und auf Basis der Szenarioergebnisse für den Wärmebedarf für den Wohngebäudebestand und der anderen gesammelten Daten (worauf mehr in Kapitel 3 angegangen wird) ein Modell entwickelt, in dem ein wirtschaftliches Optimum zwischen diesen erwähnten Technologien berechnet wird (dazu näher in Kapitel 2). Bei den Berechnungen der Raumwärme- und Warmwasser-Szenarien mit dem Modell INVERT\EE-Lab (entwickelt auf der EEG, TU Wien) wird der Einsatz der PV-Anlagen nicht explizit und modellendogen berücksichtigt<sup>2</sup>. Da die verfügbare Dachfläche nutzbar für die wirtschaftliche Installation der Solaranlagen für Solarwärme bzw. Solarstrom begrenzt ist, ist es auch wichtig zu wissen ob diese miteinander im Konkurrenzkampf stehen bzw. ob es wirtschaftlicher

<sup>2</sup>Derzeit wird an einer Erweiterung des Modells gearbeitet, in der PV auch explizit modelliert wird. Die Ergebnisse dieser Arbeit fließen darin ein.

ist die verfügbare Fläche mehr für Solarstrom bzw. Solarwärme einzusetzen, damit man den Ergebnissen des Modells für Solarwärme mehr Aussagekraft verleiht. Daher liegt ein Fokus der Arbeit auch auf einem methodischen Vergleich der Berechnungen im bestehenden Modell INVERT\EE-Lab (d.h. ohne Berücksichtigung der Konkurrenz zwischen PV und Solarthermie) und dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Berechnungsansatz.

Um der gesetzten Fragestellung nachzugehen, werden in dieser Arbeit mehrere Softwares benötigt. Für die Erfassung der Dokumentation wird der Editor TeXnicCenter 2.0 Beta 1 mit MikTEX 2.9 TEX-Distribution für Windows genutzt. Die Grafiken in der Arbeit wurden teilweise mit Microsoft Excel 2010, Matlab R2013a und Microsoft Visio 2010 erstellt, wobei die Simulationsergebnisse des entwickelten Berechnungsansatzes (für den optimalen Einsatz von Solarwärme und Solarstrom bei Wohngebäuden) mit der Programmiersprache R, mit Hilfe des R-Pakets *ggplot2* [48] erstellt wurden. Der Berechnungsansatz wurde in der Programmiersprache R mit RStudio als Editor implementiert, wobei mehrere R-Pakete genutzt wurden, insbesondere R-Paket *Rcpp* [28][27] für die Auslagerung der rechenintensiven *for*-Schleifen in *C++*. Für die Berechnung eines Raumwärme- und Warmwasserszenarios und gleichzeitig für die Berechnung des jährlichen Heizwärmebedarfs der unterschiedlichen Gebäude wird das Modell INVERT\EE-Lab eingesetzt. Die Berechnungen werden auf der Grundlage der Charakteristika [31][11] und des Bestands [22] der Wohngebäude in der Schweiz durchgeführt. In dem Berechnungsansatz des optimalen Einsatzes der Solarwärme und des Solarstromes wird auf Stundenbasis gerechnet. Der stündliche Verlauf der Lastprofile von Strombedarf und Heizwärmebedarf wird von den Ergebnissen aus dem Projekt Presence [42], die mit Klimadaten für eine Gemeinde in Österreich (Landeck) [36] erstellt wurden, berechnet. Jedoch wurde der Jahresverbrauch den INVERT\EE-Lab Ergebnissen angepasst und die stündlichen Bedarfsprofile entsprechend skaliert. Spezifischer wird die Methodik des Berechnungsansatzes in dem Kapitel 2 und über die benutzten Daten im Kapitel 3 angegangen. Im Kapitel 4 werden die Ergebnisse des Berechnungsansatzes, sowie diejenigen von INVERT\EE-Lab präsentiert und gedeutet, gefolgt von den Kapiteln der Schlussfolgerungen und der noch offenen Punkte.

# Kapitel 2

## Methodik

### 2.1 PV vs. Solarthermie Modell - Methodik

In dieser Arbeit berücksichtigt das Modell zur Ermittlung des optimalen Einsatzes der solarthermischen Kollektorfläche und/oder PV-Fläche auf die vorhandene nutzbare Dachfläche stündliche Werte der elektrischen Last bzw. Heizlast des betrachteten Gebäudes.

Aus den geographischen Koordinaten, der Neigung und Ausrichtung der solaren bzw. PV-Fläche, der Umgebungstemperatur und aus den stündlichen Daten der solaren Einstrahlung auf die horizontale Fläche wird die globale Strahlung auf die Kollektor- bzw. PV-Fläche ermittelt (siehe gelbes Viereck in dem oberen Teil der Abb.2.1).

Aus diesen stündlichen Werten werden weiters im Modell mit Hilfe der Solarwärmekollektor- bzw. den PV-Charakteristika die Energieerträge berechnet, aus denen wiederum durch Vergleich mit der aktuellen vorhandenen Last und den wirtschaftlichen Daten (Investitionskosten, Lebensdauer, Zinssatz, Brennstoffpreise) die Profite jeweils für alle möglichen Flächen der Kollektor- bzw. PV-Anlagen. Es wird angenommen, dass die installierte Fläche nur diskret veränderbar ist, und in dieser Arbeit wird ein quantitativer Schritt von  $1m^2$  angenommen. Aus dieser finiten Anzahl der Profite wird eine mögliche Kombination aus Kollektor- und PV-Fläche ermittelt, welche den maximalen Profit für die vorhandene nutzbare Dachfläche darstellt. Weiters wird im Modell bei der Stromlast auch die Heizlast berücksichtigt, wenn elektrische Heizungsanlagen verwendet werden (dies wird in der Abb.2.1 nicht dargestellt, da eine übersichtliche und einfache Darstellung des Modells verfolgt wird).

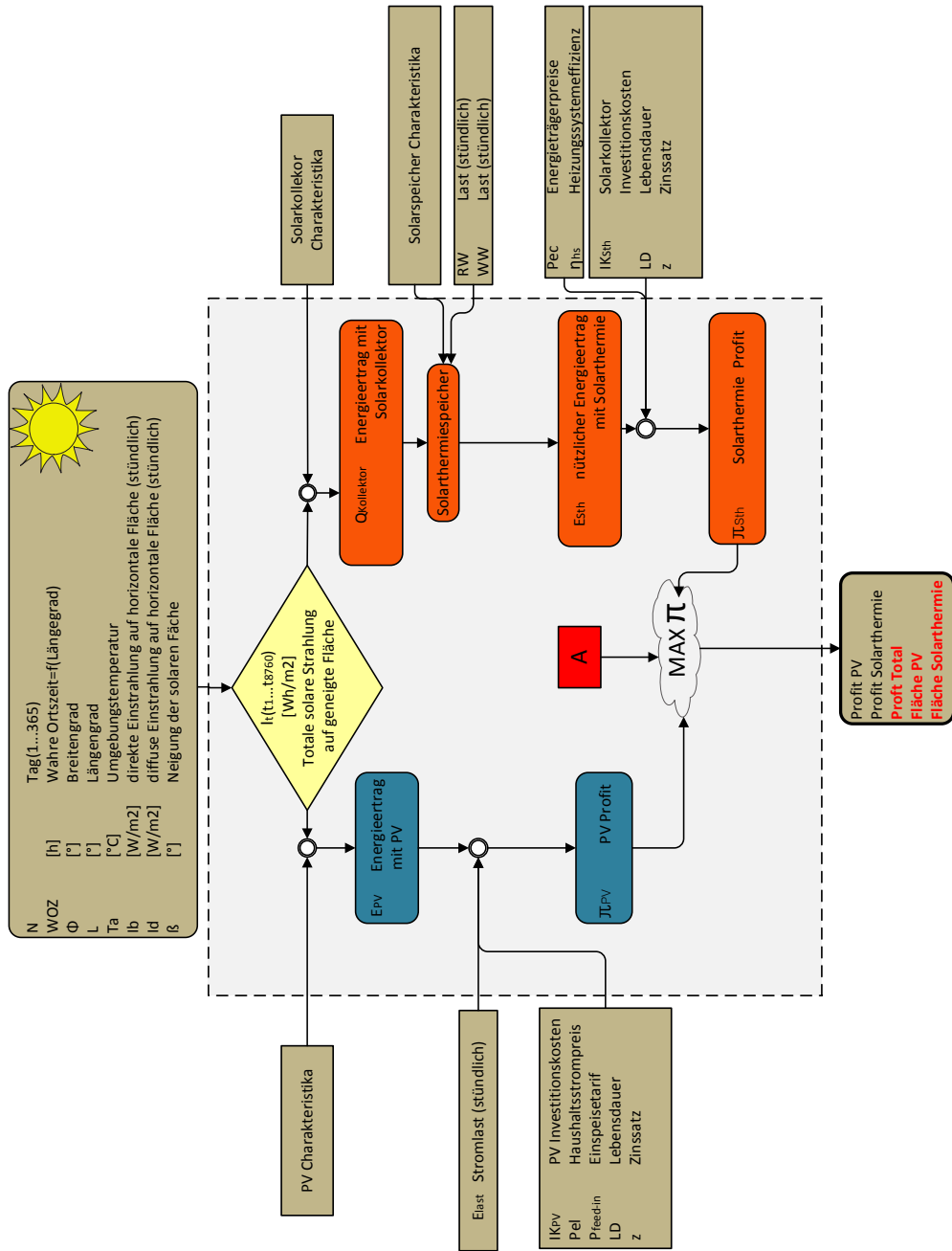


Abbildung 2.1: PV vs. Solarthermie Modell - Methodik

### 2.1.1 Solare Einstrahlung

Die Sonne ist hauptverantwortlich für das Wetter und das Leben auf der Erde. Sie ist die Quelle der Energie, die alles bewegt und ermöglicht. Diese Energie wird in Form von Sonnenlicht und Sonnenwärme geliefert. Ein Teil der Energie wird von der Erdatmosphäre reflektiert, der andere Teil absorbiert.

Die Strahlungsintensität auf der Fläche der Sonne beträgt ungefähr  $6.33 \times 10^7 Wm^{-2}$  und die Strahlung, die auf der mittleren Entfernung der Sonne zur Erdatmosphäre ankommt, beträgt etwa  $I_{sc} = 1367 Wm^{-2}$ , welche als solare Konstante benannt wird (engl. *solar constant*). Da die Erde die Sonne auf einer elliptischen Bahn umkreist und während eines Jahres<sup>1</sup> die Entfernung der Sonne zur Erde variiert, so ändert sich die ankommende Sonneneinstrahlung während des Jahres (siehe auch Glg.(2.1) [46])

$$I_{ext} = I_{sc} \left[ 1.0 + 0.033 \cos \left( \frac{360 \times n}{365} \right) \right] \quad (2.1)$$

$n$  bezeichnet den  $n$ -ten Tag im Jahr (z.B. für den 3.ten März  $n = 31 + 28 + 3 = 62$ ). Der Wert der ankommenden Sonneneinstrahlung ändert sich sinusförmig über das ganze Jahr verteilt, wobei die Werte im Winter höher sind, da die Erde während des Winters in der nördlichen Hemisphäre näher zur Sonne steht als im Sommer.

Zirca 30% der eintreffenden Sonneneinstrahlung wird von der Atmosphäre reflektiert (Albedo genannt), der Rest wird von der Erde absorbiert [46].

Die Sonneneinstrahlung, die dann mit Solarkollektoren und PV-Modulen technisch genutzt werden kann bzw. in eine andere Energieform umgewandelt werden kann (in elektrische oder thermische) ist dann jene Strahlung, die auf der Erdoberfläche ankommt.

Die totale Strahlung  $I_t$ , die auf einer horizontalen Fläche ankommt, besteht aus dem direkten  $I_b$  (engl. *beam radiation*) und diffusen Strahlungsanteil  $I_d$  (engl. *diffuse radiation*) (siehe Glg.(2.2)).

$$I_t = I_b + I_d \quad (2.2)$$

Die diffuse Strahlung  $I_d$  ist jene Strahlung, welche durch einen Richtungswechsel (bedingt durch die Streuung an Molekülen) auf dem Weg durch die Atmosphäre auf einer Fläche ankommt. Die Werte der diffusen Strahlung betragen  $300 - 600 Wm^{-2}$  bei bewölktem Himmel, und zirca  $100 Wm^{-2}$  bei klarem Wetter[46].

---

<sup>1</sup>Die Erde braucht ein Jahr bzw. 365 Tage für die Umkreisung der Sonne, und diese Umrundung wird als eine Revolution bezeichnet.



Mit direkter Strahlung ist jene Strahlung auf einer horizontalen Fläche gemeint, welche auf die Fläche senkrecht, ohne vorherigen Richtungswechsel, ankommt.

Der Begriff der Deklination  $\delta$  beschreibt den Winkel zwischen dem Strahl, der von der Sonne auf die Erde ankommt, und der Äquatorfläche. Dieser variiert während des Jahres zwischen  $+23.45^\circ$  und  $-23.45^\circ$  [46]. Die Deklination kann man, abhängig davon welcher Tag  $n$  im Jahr ist, nach Glg.(2.3) berechnen [46].

$$\delta = \frac{180}{\pi} [0.006918 - 0.399912\cos(B) + 0.070257\sin(B) - 0.006758\cos(2B) + 0.000907\sin(2B) - 0.002679\cos(3B) + 0.00148\sin(3B)] \quad (2.3)$$

wobei  $B = (n - 1) \frac{360^\circ}{365}$  ist.

Ein Stundenwinkel  $\omega$  beschreibt den Winkel, um welchen die Erde noch gedreht werden müsste, dass sich der lokale Längengrad der betrachteten Fläche direkt unter der Sonne befindet. Dieser Winkel wird durch das Drehen der Erde um die eigene Achse verursacht. Zu Mittag beträgt dieser  $0^\circ$ , am Abend ist dieser positiv und am Morgen negativ. Den Stundenwinkel kann man nach Glg.(2.4) berechnen [46].

$$\omega = (WOZ - 12) \times 15^\circ \quad (2.4)$$

*WOZ* Wahre Ortszeit

Die Wahre Ortszeit *WOZ* beschreibt die Zeit, die richtig der Sonnenbewegung über dem Himmel entspricht, wobei sich im Allgemeinen die lokale Ortszeit *OZ* von der *WOZ* unterscheidet. Die lokale Ortszeit entspricht der jeweiligen Zonenzeit, die wiederum von der Zonenlängenbreite abhängt. Die *WOZ* wird aus der *OZ* mit Hilfe der Zeitgleichung *ZG* berechnet (siehe auch Glg.(2.5) und Glg.(2.6) [46]).

$$WOZ - OZ = 4(L_{st} - L_{loc}) + ZG \quad (2.5)$$

wobei folgende Abkürzungen benützt werden:

$WOZ$	Wahre Ortszeit
$OZ$	Ortszeit
$L_{st}$	Längenbreite der lokalen Zeitzone
$L_{loc}$	Längenbreite der betrachteten Lokation
$ZG$	Zeitgleichung

Die Zeitgleichung wird nach Glg.(2.6) [46]) berechnet.

$$ZG = 229.2 [0.000075 + 0.001868\cos(B) - 0.032077\sin(B) - 0.014615\cos(2B) - 0.04089\sin(2B)] \quad (2.6)$$

Der Zenitwinkel  $\theta_z$  beschreibt den Winkel zwischen dem einfallenden Sonnenstrahl und der senkrechten Geraden zu der horizontalen Fläche (siehe Glg.(2.7) [46]).

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\delta)\sin(\phi) \quad (2.7)$$

$\phi$	geographische Breite
$\delta$	Deklination (siehe Glg.(2.3))
$\omega$	Stundenwinkel (siehe Glg.(2.4))

Der Azimutwinkel  $\gamma$  der Fläche ist der Winkel auf der horizontalen Ebene zwischen Südgerade (Gerade, die in Richtung des geographischen Südens zeigt) und der Projektion auf die horizontale Ebene der Senkrechten Geraden auf die Fläche. Der Winkelbereich liegt zwischen  $-180^\circ$  und  $+180^\circ$ , wobei der Winkel (für die Nordhalbkugel) negative Werte annimmt, wenn die Projektion östlich der Südgerade liegt und positive, wenn die Projektion westlich der Südgerade liegt. Der Sonnenazimutwinkel  $\gamma_s$  ist der Winkel auf einer horizontalen Ebene zwischen der Süd-Gerade und der Projektion des Sonnenstrahls auf die gleiche horizontale Ebene. Der Bereich liegt zwischen  $-180^\circ$  und  $+180^\circ$ , wobei der Winkel (für die Nordhalbkugel) negative Werte annimmt, wenn die Sonnstrahlprojektion östlich der Südgerade liegt, und positive, wenn die Projektion westlich der Südgerade liegt (siehe auch Glg.(2.8) [46]).

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos(\theta_z)\sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z)\cos(\phi)} \right) \right| \quad (2.8)$$

$\text{sign}(\omega)$  in der Glg.(2.8) gibt das Vorzeichen von  $\omega$  zurück (+1 wenn  $\omega$  positiv ist, und  $-1$  wenn nicht).

Der Einfallswinkel  $\theta_i$  ist ein Winkel zwischen der direkten Strahlung auf eine Fläche und der senkrechten Gerade der Fläche (siehe auch Glg.(2.9) [46]).

$$\begin{aligned} \cos(\theta_i) = & [\cos(\phi)\cos(\beta) + \sin(\phi)\sin(\beta)\cos(\gamma)] \cos(\delta)\cos(\omega) \\ & + \cos(\delta)\sin(\omega)\sin(\beta)\sin(\gamma) \\ & + \sin(\delta) [\sin(\phi)\cos(\beta) - \cos(\phi)\sin(\beta)\cos(\gamma)] \end{aligned} \quad (2.9)$$

$\beta$  Neigung (Winkel zwischen der geneigten Fläche und der horizontalen Ebene)

Die totale bzw. globale Strahlung  $I_t$  auf eine geneigte Fläche kann man mittels der Liu und Jordan Formel [46] berechnen (siehe Glg.(2.10) [46]).

$$I_t = \underbrace{\left( \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} \right)}_{\text{Anteil der direkten Strahlung}} I_b + \underbrace{\left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right)}_{\text{Anteil der diffusen Strahlung}} I_d + \underbrace{\rho \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)}_{\text{Anteil der reflektierten Strahlung}} (I_b - I_d) \quad (2.10)$$

$\rho$  Reflexionskoeffizient der Umgebung

Der Reflexionskoeffizient der Umgebung variiert von 0.2 für eine Standardumgebung bis 0.6 für eine schneebedeckte Umgebung [46].

### 2.1.2 Photovoltaik

Um den Energiertrag<sup>2</sup> aus den PV-Modulen auszurechnen  $E_{PV}(T_{mod}, I_t)$ , wird die Effizienz des Moduls (siehe Glg.(2.11) und Glg.(2.12)), abhängig von der Temperatur des Moduls  $T_{mod}$  und der Einstrahlung auf die geneigte Fläche  $I_t$  berechnet [35].

$$\eta_{rel} = 1 + k_1 \ln(I') + k_2 (\ln(I'))^2 + T'(k_3 + k_4 \ln(I') + k_5 (\ln(I'))^2) + k_6 T'^2 \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} I' &= I_t / I_{STC} \\ T' &= T_{mod} / T_{modSTC} \\ T_{mod} &= T_{Umgebung} + c^T I_t \end{aligned}$$

$I_t$	$W/m^2$	Globale Strahlung auf das PV Modul
$I_{STC}$	$W/m^2$	Globalstrahlung auf die PV-Fläche unter STC (STC = <i>standard test conditions</i> )
$T_{mod}$	$^{\circ}C$	Temperatur des PV-Moduls
$T_{modSTC}$	$^{\circ}C$	Temperatur des PV-Moduls unter STC
$T_{Umgebung}$	$^{\circ}C$	Umgebungstemperatur
$c^T$	$^{\circ}CW^{-1}m^2$	beschreibt wieviel das PV-Modul durch die globale Strahlung $I_t$ erhitzt wird

$$\eta_{PV} = \eta_{rel} \frac{P_{STC}}{I_{STC}} \eta_{rest} \quad (2.12)$$

$\eta_{rest}$	berücksichtigt andere mögliche Verluste durch den Umrichter, der Zusammenschaltung der Module usw.
$P_{STC}$	Ausgangsleistung unter den Standardtestbedingungen (STC = <i>standard test conditions</i> )
$I_{STC}$	Globalstrahlung auf die PV-Fläche unter STC ( $I_{STC} = 1000W/m^2$ )

$$E_{PV} = I_t \eta_{PV} A_{PV} \quad (2.13)$$

---

<sup>2</sup>Eine Übersicht von anderen Modellen für die Berechnung des Energieertrags einer PV-Anlage kann man aus der Literatur [43] entnehmen.

Im Modell werden nicht die Energiespeicher für die elektrische Energie modelliert, sondern stattdessen wird die ganze elektrische Energie, welche eigentlich nicht zur Deckung der elektrischen Last des Gebäudes benutzt werden kann, dem Netz übergeben.

Somit setzt sich der gesamte wirtschaftliche Ertrag von dem Ertrag durch den Energieertrag der PV-Fläche (in jeder Stunde) für die Deckung der elektrischen Last und von dem Ertrag dank des Überschusses an Energie (falls vorhanden), die dem Netz übergeben wird, zusammen.

Im Allgemeinen unterscheiden sich die spezifischen Preise für die lastdeckende und ans Netz übergebene Energie. Der spezifische Preis für die Lastdeckung entspricht dem Preis des aktuellen Haushaltsstromes, der sich von Jahr zu Jahr im Allgemeinen ändert (die meisten Preisszenarien gehen von steigender Tendenz aus). Der spezifische Preis der Energie, die man ans Netz übergibt, ist entweder fix in Form eines vereinbarten Einspeisetarifs oder dieser ändert sich jährlich abhängig von den Marktverhältnissen, wie es beim Haushaltstrompreis der Fall ist. Es wird einfachheitshalber aber ein fixer Einspeisetarif angenommen.

Durch den Vergleich des stündlichen Energieertrages durch PV mit der stündlichen elektrischen Last und anschließender Aufsummierung über das ganze Jahr errechnet sich der Energieertrag, der für die Deckung der Last genutzt wird  $E_{PV\text{under}}$ , und der überschüssige Energieertrag  $E_{PV\text{over}}$ , der ans Netz übergeben wird.

Der wirtschaftliche Ertrag aus der installierten PV-Fläche  $PVE$  errechnet sich dann nach der Glg.(2.14) aus den jährlichen Erträgen  $PVE_k$  unter der Berücksichtigung des realen jährlichen Zinssatzes  $z$  mittels der Barwertmethode (die anfallenden Erträge in den zukünftigen Jahren werden auf das erste Jahr abgezinst).

$$PVE = \sum_{k=1}^N PVE_k \frac{1}{(1+z)^k} \quad (2.14)$$

Der wirtschaftliche Ertrag (siehe Glg.(2.15)) des  $k$ -ten Jahres ( $k = 1, 2, 3, \dots, N =$  Lebensdauer der PV-Anlage) ergibt sich aus der Summe der stündlichen Erträge im Jahr (ein Jahr hat  $365 \times 24 = 8760$  Stunden<sup>3</sup>),

$$PVE_k = \sum_{j=1}^{8760} PVE_{k,j} \quad (2.15)$$

wobei der stündliche wirtschaftliche nominale Ertrag  $PVE_{k,j}$  (siehe Glg.(2.16)) von dem Verhältnis des Energieertrages  $E_{PV,j}$  zu der entsprechenden elektri-

---

<sup>3</sup>Die Schaltjahre werden im Modell nicht berücksichtigt (Bemerkung: ein Schaltjahr kehrt vierjährig zyklisch wieder und hat 366 Tage)

schen Last  $E_{Last,j}$  des betrachteten Gebäudes abhängt. Wenn der Ertrag kleiner oder gleich der elektrischen Last in der betrachteten Stunde ist, dann ist der nominelle wirtschaftliche Ertrag in der Stunde gleich dem Produkt des Ertrages und des Strompreises  $p_{el,k}$  (sprich der ganze Strom, der mittels PV-Anlage aus Sonnenenergie umgewandelt wurde, wird von dem Haushalt benutzt). Im Fall, dass der Energieertrag des Stromes, der durch die PV-Anlage aus der Sonnenenergie umgewandelt wurde, größer ist als der elektrische Verbrauch  $E_{Last,j}$ , dann setzt sich der nominelle wirtschaftliche Ertrag in der Stunde aus einem Teil abhängig von dem Haushaltsstrompreis  $p_{el,k}$  (für den Anteil des Energieertrages nötig für die Deckung des Verbrauchs  $E_{Last,j}$ ) und dem zweiten Teil abhängig von dem Rückspeisetarif  $p_{feed-in}$  (der Energieanteil, der den Eigenverbrauch übersteigt, wird ins Netz rückgespeist) zusammen.

$$PVE_{k,j} = \begin{cases} E_{PV,j} \leq E_{Last,j} & : E_{PV,j} p_{el,k} \\ E_{PV,j} > E_{Last,j} & : (E_{PV,j} - E_{Last,j}) p_{feed-in} + E_{Last,j} p_{el,k} \end{cases} \quad (2.16)$$

Bei den Berechnungen wird einfachheitshalber angenommen, dass sich das Lastprofil und die Sonneneinstrahlung des betrachteten Gebäudes über die Jahre nicht ändert, sodass der wirtschaftlicher Ertrag  $PVE_k$  (siehe Glg.(2.15)) nur einmal berechnet wird und für jedes Jahr gleich bleibt (siehe Glg.(2.14)). Außerdem wurde zur Vereinfachung die mögliche Effizienzänderung durch die Alterung der PV-Zellen nicht modelliert.

Der Profit bzw. der wirtschaftliche Gewinn mittels der PV-Anlage  $\pi_{PV}$  (siehe Glg.(2.17)) ergibt sich aus die Differenz des Barwertes der wirtschaftlichen Erträge (siehe Glg.(2.14)) und den Nettokosten der PV-Anlage. Die Nettokosten sind nicht linear abhängig von der installierten Fläche, und wie die berechnet werden ist näher im Unterkapitel 2.1.5 erklärt.

$$\pi_{PV} = PVE - NK_{PV}(A_{PV}) \quad (2.17)$$

### 2.1.3 Solarthermische Anlage

#### Kollektoreffizienz

Die Effizienz der Solarkollektoren (siehe Glg.(2.18)) wird mit der eingeschwungenen Testmethode EN 12975-2 berechnet [24]. Die Effizienz der Kollektoren ist somit von der Umgebungstemperatur  $t_a$ , der mittleren Fluidtemperatur in dem Kollektor  $t_m$ , sowie von der solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche  $I_t$  abhängig.

$$\eta_{sth} = \eta_{sth0} - a_1 \frac{t_m - t_a}{I_t} - a_2 \left( \frac{t_m - t_a}{I_t} \right)^2 \quad (2.18)$$

Die mittlere Fluidtemperatur in dem Kollektor  $t_m$  entspricht dem arithmetischen Mittelwert der Temperatur des Fluids am Eingang des Kollektors und der Temperatur des Fluids am Ausgang des Kollektors. Die Parameter  $\eta_{sth0}$ ,  $a_1$  und  $a_2$  sind kollektorspezifisch und werden von dem Hersteller angegeben.

#### Speicher

In dieser Arbeit wurde ein einfaches Speichermodell realisiert, in dem der Speicher in zwei Teile unterteilt wurde: ein Teil besteht aus der minimalsten Energie  $Q_{min}$ , die der Speicher haben muss bis die Energie für die Last zur Verfügung stehen kann, und der zweite Teil ist die Nutzenergie  $Q_{nutz}$ , die genutzt wird um den Heizwärmebedarf zu decken. Die maximale Energie  $Q_{max}$ , die zu speichern möglich ist, wird mit der maximalen Fluidtemperatur und dem Volumen des Speichers festgelegt (siehe Glg.(2.19)).

$$Q_{max} = (t_{max} - t_{min})\rho V c; \quad (2.19)$$

Bei  $Q_{min}$  handelt sich um Energie, die maßgeblich von der Differenz der

$t_{max}$	$^{\circ}C$	maximale Temperatur des Speicherfluids
$t_{min}$	$^{\circ}C$	minimale Speichertemperatur
$\rho$	$kg/m^3$	Speichermedium-Massendichte
$c$	$Wh/kgK$	spezifische Wärmekapazität von dem Speichermedium
$V$	$m^3$	Volumen des Speichers

minimalen Temperatur des Speicherfluids  $t_{min}$  und der Abzapftemperatur  $t_{heat}$  (siehe auch Glg.2.20) abhängt.

$$Q_{min} = (t_{heat} - t_{min})\rho V c; \quad (2.20)$$

$t_{heat}$  °C Abzapftemperatur

Die Energie  $Q_{Kollektor,j}$ , die von der Solarwärmekollektoranlage für den Speicher zur Verfügung steht, wird nach Glg.(2.21) berechnet.

$$Q_{Kollektor,j} = \eta_{sth} I_{t,j} A_{Sth} \eta_{K2S} \quad (2.21)$$

Die Effizienz der Solarwärmekollektoren  $\eta_{sth}$  wird nach Glg.(2.18) berechnet, mit  $A_{Sth}$  wird die installierte Solarwärmekollektorfläche bezeichnet,  $I_{t,j}$  ist die entsprechende stündliche totale Solarstrahlung auf die geneigte Solarwärmekollektorfläche und mit  $\eta_{K2S}$  werden die möglichen anfallenden Verluste zwischen der Solarwärmekollektoranlage und dem Speicher berücksichtigt. Die Energie, die in der jeweiligen Stunde  $j$  zur Verfügung steht, ist nach Glg.(2.22) gegeben.

$$Q_j = Q_{j-1}^* + Q_{Kollektor,j} \quad (2.22)$$

Somit ist die Nutzenergie, in der Stunde  $j$ , die Energie  $Q_j$  die in der Stunde zur Verfügung steht minus die Minimumenergie  $Q_{min}$  (siehe Glg.(2.23)), bzw. die Energie, die für die Last zur Verfügung steht, entspricht dem Anteil der Energie, die über die minimale Energie hinausgeht.

$$Q_{nutz,j} = Q_j - Q_{min} \quad (2.23)$$

Die Energie  $E_{sth,j}$ , die letztendlich in der jeweiligen Stunde  $j$  genutzt wird, hängt von der Heizlast  $Q_{Last,j}$  des Gebäudes ab (siehe auch Glg.(2.24)).

$$E_{sth,j} = \begin{cases} Q_{nutz,j} \leq Q_{Last,j}/\eta_{WT} & : Q_{nutz,j} \eta_{WT} \\ Q_{nutz,j} > Q_{Last,j}/\eta_{WT} & : Q_{Last,j} \end{cases} \quad (2.24)$$

Mit  $\eta_{WT}$  werden Wärmetausch- oder andere möglich anfallende Verluste berücksichtigt. Die Energie nach der jeweiligen Stunde  $j$ , die gespeichert bzw. in die nächste Stunde mitgenommen wird,  $Q_j^*$ , wird nach Glg.(2.25) berechnet.

$$Q_j^* = \begin{cases} Q_j - E_{sth,j} > Q_{max} & : Q_{max} \\ Q_j - E_{sth,j} \leq Q_{max} & : (Q_j - E_{sth,j})\eta_{st,j} \end{cases} \quad (2.25)$$

$\eta_{st,j}$  in der Glg.(2.25) ist die Speichereffizienz, bzw. mit  $\eta_{st,j}$  werden die Speicherverluste berücksichtigt.

### Wirtschaftlicher Profit mittels Solarkollektor

Die Energie  $E_{sth,k}$ , die aus der Solaranlage letztendlich im Jahr benutzt wird, entspricht der Summe aller stündlich genutzten Energieerträge  $E_{sth,j}$  (siehe



auch Glg.(2.26)).

$$E_{sth,k} = \sum_{j=1}^{8760} E_{sth,j} \quad (2.26)$$

Der wirtschaftliche Barwert der Erträge aus der solarthermischen Kollektoranlage  $SE$  für die wirtschaftliche Betrachtungsdauer  $N$  berechnet sich nach Glg.(2.27).

$$SE = \sum_{k=1}^N E_{sth,k} \frac{p_{ec,k}}{\eta_{hs}} \frac{1}{(1+z)^k} \quad (2.27)$$

Der Profit bzw. der wirtschaftliche Gewinn der solarthermischen Kollektor-

$p_{ec,k}$	Energieträgerpreis
$z$	Zinssatz
$\eta_{hs}$	Jahresnutzungsgrad der Heizungsanlage

anlage  $\pi_{sth}$  (siehe auch Glg.(2.28)) entspricht der Differenz des Barwertes der Erträge und der Nettokosten der Anlage  $NK_{sth}$  (Die Nettokosten sind nicht linear abhängig von der installierten Fläche der Solaranlage  $A_{sth}$ , näher dazu wie die berechnet werden im Unterkapitel 2.1.5).

$$\pi_{sth} = SE - NK_{sth}(A_{sth}) \quad (2.28)$$

### 2.1.4 Optimales Verhältnis der Flächen von PV- und solarthermischen Anlagen

In dieser Arbeit wird der wirtschaftlich optimale Einsatz der PV- bzw. Solarwärmekollektorflächen für unterschiedliche Gebäude berechnet. Das wirtschaftliche Optimum wird so ermittelt, indem alle möglichen Flächenkombinationen PV- und Solaranlagen gerechnet werden und der maximale Profit für das Gebäude ermittelt wird. Die möglichen Flächen werden einfachheitshalber in  $1m^2$ -Schritten geändert (siehe auch Glg.(2.29)).

$$\pi_{sth}(A_{sth}) + \pi_{PV}(A_{PV}) \rightarrow max \quad (2.29)$$

$$A_{sth} + A_{PV} \leq A_{möglich}$$

### 2.1.5 Nettokosten

Die Nettokosten der PV bzw. Solorwärmekollektoranlage (siehe auch Glg.(2.17) und Glg.(2.28)) werden aus den Investitionskosten abzüglich der Förderungen und zuzüglich der Betriebskosten berechnet.

Die Investitionskostenkurve (Investitionskosten abhängig von der installierten Fläche) wird so berechnet, indem fünf Punkte/Werte aus der Literatur genommen werden. Die Werte dazwischen werden interpoliert. Die Werte für die Flächen kleiner als die Fläche des ersten Punktes (kleinste Fläche) werden so berechnet, dass auch für kleinere Flächen die gleichen Investitionskosten zu bezahlen sind. Für die Investitionskosten der installierten Flächen über den fünften Punkt (größte Fläche) werden die spezifischen Investitionskosten (Investitionskosten flächenbezogen) konstant gehalten. Die jährlichen Wartungs- bzw. Betriebskosten  $BK$  werden als konstant (konstant für jedes Betrachtungsjahr) angenommen. Es wird für alle Jahre (abhängig von der angenommenen Abschreibedauer) der Barwert der Betriebs- und Unterhaltskosten  $BK_{gesamt}$  errechnet und zu den Investitionskosten hinzuaddiert (siehe auch Glg.2.30).

$$BK_{gesamt} = \sum_{k=1}^{LD} \frac{BK}{(1+z)^k} = BK \frac{(z+1)^{-LD}((z+1)^{LD} - 1)}{z} \quad (2.30)$$

### 2.1.6 Berücksichtigung des Stromverbrauchs der Strombasierten Heizungen beim Stromverbrauchprofil bei der Berechnung des PV-Ertrags

Bei Berücksichtigung des Stromverbrauchs der elektrischen Heizungen wird in der Glg.(2.16) dann dieser Stromverbrauch abzüglich der genutzten Solarwärme (nennen wir ihn  $HL2EL_j$ ) entsprechend in jeder betrachteten Stunde hinzuaddiert ( $E_{Last,j} = E_{Last,j} + HL2EL_j$ ).

Der sich dazu addierende stündliche Stromverbrauch  $HL2EL_j$  wird für alle möglich zu installierenden Solarwärmekollektorflächen nach Glg.(2.31) berechnet.

$$HL2EL_j = \frac{Q_{Last,j} - E_{sth,j}}{\eta_{hs}} \quad (2.31)$$

Der stündliche Heizwärmeverbrauch  $Q_{Last,j}$  ist für ein Gebäude für alle möglichen Kombinationen von Solarwärmekollektorflächen gleich, aber die genutzte Solarwärme  $E_{sth,j}$  ändert sich mit der installierten Solarwärmekollektorfläche (siehe auch Unterkapitel 2.1.3).  $\eta_{hs}$  beschreibt den Jahresnutzungsgrad der elektrischen Heizanlage (elektrischen Widerstandskörperheizung oder Wärmepumpe).

## 2.2 Verifikation des Modells

Um sich über die Richtigkeit der Ergebnisse des Modells zu vergewissern, ist es wichtig die Modellrechnungen zu verifizieren.

### Die solare Einstrahlung auf die geneigte Fläche

Um die Berechnung der solaren Strahlung auf die geneigte Fläche zu verifizieren werden die Daten vom Projekt SODA (SODA= *solar radiation data*) benutzt. Beim Projekt SODA handelt es sich um einen Broker bei dem Daten rund um die solare Strahlung von unterschiedlichen Providern (wie MINES ParisTech - France, ISAC - Italy, METEOTEST - Switzerland, NCEP - USA, ENTPE - France, NASA - USA) bereitgestellt werden[7].

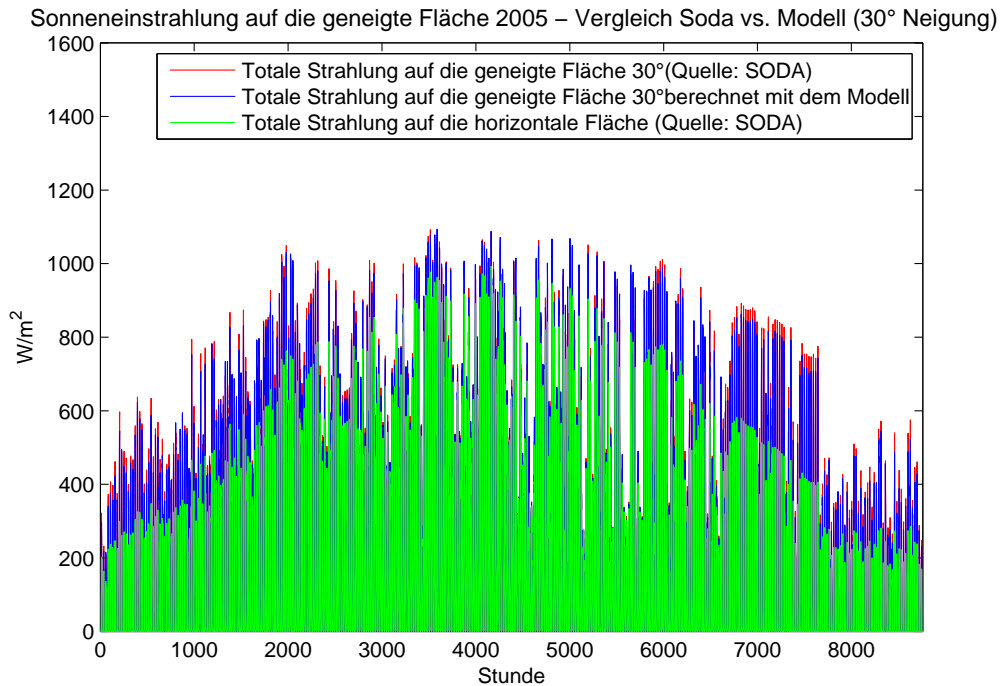


Abbildung 2.2: Vergleich der Strahlung berechnet mit dem Modell mit den Daten von SODA für das Jahr 2005

Es wurden die Daten der totalen Strahlung auf die horizontale Fläche (stündliche Auflösung) als Eingangsdaten [17] benutzt und die berechnete totale Strahlung auf die geneigte Fläche mit den von SODA bereitgestellten Daten der totalen Strahlung auf die geneigte Fläche verglichen. Wie man aus der Abb.2.2 sehen kann, stimmen die Ergebnisse vom Projekt SODA

und dem Modell sehr gut überein.

Der optimale Neigungswinkel des Kollektorfeldes für Solarwärme beträgt  $30^\circ$  bis  $45^\circ$  bei der Nutzung für Warmwasser, und  $45^\circ$  bis  $53^\circ$  für die Warmwasseraufbereitung und die Raumheizung [33]. In dieser Arbeit wird der Neigungswinkel bei Sonnenwärmekollektoren  $45^\circ$  und bei PV  $30^\circ$  angenommen.

### PV-Anlage Energieertrag

Das Ergebnis der Berechnung des Energieertrags mittels der PV-Anlage wurde mit dem PV-Calculator [6] basierend auf den Daten der Meteonorm [5] verifiziert. Für die in dieser Arbeit benutzten Koordinaten von Landeck ( $47.13^\circ$  Breitengrad Nord,  $10.566^\circ$  Längengrad Ost) errechnet der PV Calculator (basic Modus), mit einem Jahresdurchschnitt der Einstrahlung auf die  $30^\circ$  geneigte Fläche  $1431kWh/m^2$ , eine Jahressumme des Anlagenertrages von  $128.8kWh/m^2$  für das gesamte Jahr. Mit dem Modell, für die benutzten Einstrahlungsdaten (Jahresdurchschnitt der Einstrahlung auf die  $30^\circ$  geneigte Fläche beträgt  $1543.6kWh/m^2$ ), berechnet er die Jahressumme des Anlagenertrages  $136.2kWh/m^2$  für das gesamte Jahr. Die Richtigkeit des PV-Teils des Modells genügt somit den Anforderungen dieser Arbeit.

### Sonnenwärmekollektor-Anlage Energieertrag

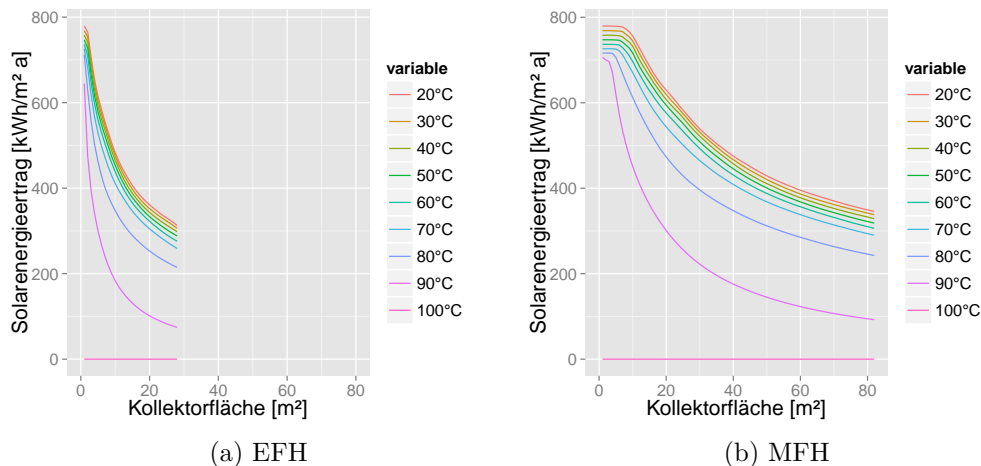


Abbildung 2.3: Spezifischer Solarenergieertrag für unterschiedliche installierte Kollektorflächen bei EFH und MFH (siehe Tab.2.2), sowie Anzapftemperaturen

Die Heizenergie-Einsparung durch die Sonnenkollektoren (siehe auch Tab.2.1)

beträgt in der Schweiz zwischen  $250kWh/m^2$  und  $740kWh/m^2$  [29]. Wie man

	Einheit	Mittelland	Alpenraum
Kompakt-Solaranlage zur WW	$kWh/m^2$	330 bis 540	440 bis 720
Wasservorwärmung im MFH	$kWh/m^2$	420 bis 590	550 bis 740
WW und Heizungsunterstützung	$kWh/m^2$	250 bis 310	380 bis 530

Tabelle 2.1: Heizenergie-Einsparung durch Solarkollektoren (Quelle: SFS, [29])

aus Abb.2.3 erkennen kann, sinkt der Jahresertrag für die unterschiedlichen Anzapftemperaturen. Besonders gut ist zu erkennen, dass der nichtlineare Abfall mit steigender Solarwärmekollektorfläche größer ist (die Eigenschaften der Gebäude kann man aus der Tab.2.2 entnehmen ). Bei der Temperatur von  $100^\circ C$  gibt es keinen Ertrag, da als maximale Temperatur  $90^\circ C$  angenommen wurde. Die Energieerträge liegen in dem Bereich, der in der Literatur für die Schweiz angegeben wird[29] (siehe auch Tab.2.1).

	Einheit	SFH	MFH
Bauperiode	$a$	1971 – 1980	1981 – 1990
Bruttogeschossfläche	$m^2$	144	664
nutzbare Dachfläche	$m^2$	28	82
Spezifischer Wärmebedarf	$kWh/m^2$	123	87
RW Bedarf	$kWh/a$	15144	45638
WW Bedarf	$kWh/a$	2644	12123
elektrischer Bedarf	$kWh/a$	3921	17976

Tabelle 2.2: Eigenschaften der Gebäude in der Abb.2.3

## 2.3 Methodik - INVERT\EE-Lab

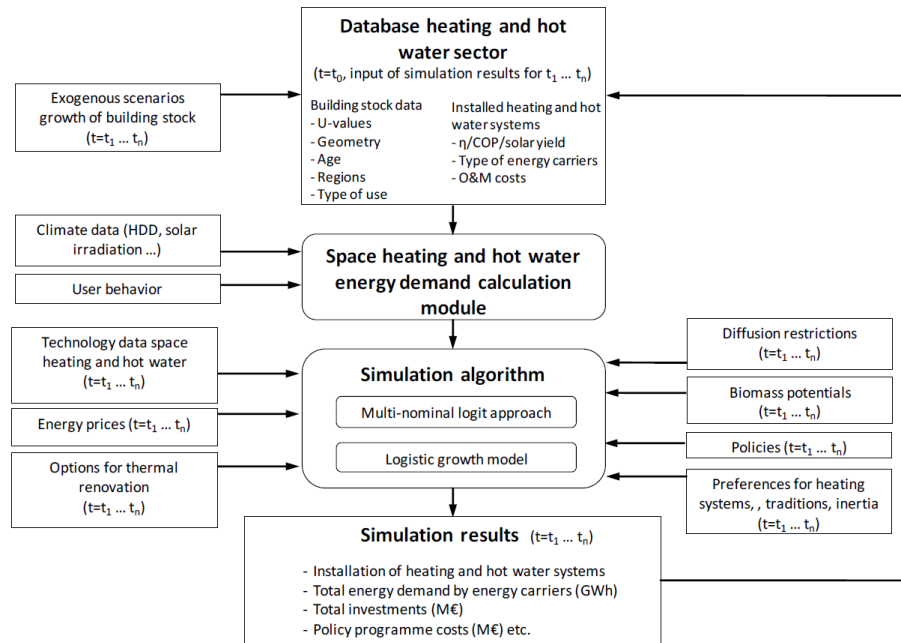


Abbildung 2.4: Invert\EE-Lab Modellaufbau [37]

Das INVERT\EE-Lab Modell basiert auf einer "bottom-up"-Analyse des disaggregierten Gebäudebestands. Der Gebäudebestand ist zuerst unterteilt in verschiedene sogenannte Gebäudekategorien (z.B. Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Krankenhäuser, Bürogebäude usw.). Diese Gebäudekategorien sind jeweils unterteilt in verschiedene Gebäudeklassen, abhängig von der Bauperiode, dem Sanierungszustand, in dem sich die Gebäude befinden, und auch abhängig von der Klimaregion, in dem sich die Gebäude befinden<sup>4</sup>. Die Gebäude derselben Gebäudeklasse haben gleiche Geometrie, Alter (Bauperiode), U-Werte der Hüllen, sie befinden sich in der selben Klimaregion (z.B.: Eine Klasse beinhaltet Einfamilienhäuser, die von 1945 bis 1960 erbaut wurden, die 8m breit und 9.5m lang sind, 2 Stockwerke und gleiche U-Werte haben, gleiches Nutzerverhalten und mit gleichen Klimaverhältnissen konfrontiert sind wie z.B. Geneve als Referenzklima). Die letzte Stufe der Disaggregation sind sogenannte Gebäudesegmente, wo die Gebäudeklassen dann nach benutzter Technologie für die Bereitstellung der Energie für die

<sup>4</sup>Die Klimaregionen unterscheiden sich nach monatlichen Mitteltemperaturen, Heizgradtagen und Sonneneinstrahlung, aber in dieser Arbeit wird für die Schweiz nur eine Klimaregion definiert.

Raumwärme bzw. Warmwasser und nach dem Installationsjahr dieser unterteilt sind (z.B. kann die schon erwähnte Gebäudeklasse eine Gasheizung oder eine Ölheizung oder einen Stückholzofen aus dem Jahre 1990 besitzen). Mit dem Installationsjahr wird der Jahresnutzgrad der Technologie festgelegt. Bei den Segmenten wird der Einsatz der Solarkollektoren als zweites zusätzliches System abgebildet.

Die Daten zur Gebäudestruktur (benötigt für das Definieren von Gebäudeklassen und Gebäudesegmenten) und deren Heizungsenergieverteilung werden aus den verfügbaren öffentlichen Daten der Nationalen Statistiken oder Forschungsprojekten, die sich mit der Thematik befassen, ermittelt.

Die in den Segmenten definierten Heizungsanlagen unterscheiden sich nach dem Energieträger, den sie benutzen (Stückholz, Pellets, Öl, Gas, Elektrizität usw.), und dem Zentralisierungsgrad der Warmwasserverteilung. Die Heizungsanlagendefinitionen beinhalten Informationen wie etwa historische Effizienzen, Investitions- und Instandhaltungskosten, Komfortfaktor usw., die auch länder- bzw. marktspezifisch sind.

Die schon erwähnten Nutzerverhalten in den Klassen werden nach Kriterien wie Behaglichkeitstemperatur, Anzahl der Nutzungstage, spezifischer Verbrauch von Warmwasser pro Tag und Wohnfläche, nach den Zinsen, die dem Nutzer zu Lasten sind usw., bestimmt.

Aus den Daten der Segmente und denen untergeordneten Daten wie etwa der Anzahl der Gebäude des Segments, und der Technologie spezifischer Informationen bzw. aus den übergeordneten Daten der entsprechenden Gebäudeklassen und denen untergeordneten Daten bzgl. Nutzerverhalten, Klimadaten, U-Werte... und Gebäudegeometrie werden die Energienachfragen für Raumwärme und Warmwasser berechnet, was mit Hilfe eines Entscheidungsalgorithmus bezüglich der neu installierten Heizungssysteme, Renovierungsmöglichkeiten, Energiepreisszenarien, des vorgegebenen zukünftigen Gebäudezustandes für jede Gebäudekategorie unter Berücksichtigung der Energieträgerpotentiale, der festgelegten Normen und Richtlinien und nicht ökonomischen Entscheidungsparameter (z.B. Komfort, Tradition, Inertion usw.) zur Berechnung der Szenarien führt.

Die näheren Erklärungen über die Energienachfrageberechnung und den Entscheidungsalgorithmus folgen in den Unterkapiteln 2.3.1 und 2.3.2.

### 2.3.1 Energienachfrageberechnung

Die Berechnung des Heizwärmebedarfs wird nach ÖNORM B 8110–5 durchgeführt, wobei die Verluste der Wärmeverteilung und Wärmebereitstellung nach ÖNORM H 8055 berechnet werden. So wird der Endenergiebedarf  $EEB_{Norm}$  berechnet und entspricht nur einem theoretischen Normenergie-

bedarf (siehe auch Glg.(2.32)) [39]. Für den tatsächlichen Energiebedarf<sup>5</sup> ist zusätzlich ein Korrekturfaktor, der Heizungssystem-Servicefaktor, definiert, so dass  $EEB_{HS} = f_{HS} \times EEB$ . Der Servicefaktor stellt somit eine systematische Abweichung von dem theoretisch berechneten Wert mit dem tatsächlichen in den Statistiken ausgewiesenen Wert dar und bildet auch teilweise das Nutzerverhalten nach (wie z.B nach[21] [44] [41] beträgt dieser für Nutzer der Zentralheizungssysteme 1 und für Nutzer der lokaler Heizungssysteme 0.75). Weiteren Einfluss auf diesen Faktor haben unter anderem auch die Energiekosten (wenn die Kosten, bedingt durch schlechte thermische Qualität der Gebäudehülle, der Größe des Gebäudes, höher sind, dann neigen viele Nutzer dazu weniger zu heizen um Kosten zu reduzieren) und das Standortklima (höhere Temperaturen führen zu niedrigeren jährlichen Heizungskosten und somit zu anderem Verhalten). Dieser Faktor wird entweder der Literatur entnommen, falls vorhanden, oder bei der Kalibrierung der Modellergebnisse den tatsächlichen Werten symptomatisch angepasst.

$$EEB_{Norm} = HWB + WWWB + HTEB \quad (2.32)$$

Bei der Berechnung des Endenergiebedarfs nach der Norm (siehe Glg.(2.32))

$EEB_{Norm}$	$\frac{kWh}{m^2a}$	spez. Endenergiebedarf nach ÖNORM H 5056
$HWB$	$\frac{kWh}{m^2a}$	spez. Heizwärmebedarf nach ÖNORM B 8110
$WWWB$	$\frac{kWh}{m^2a}$	spez. Warmwasserwärmebedarf
$HTEB$	$\frac{kWh}{m^2a}$	spez. Heiztechnik-Energiebedarf

werden die Einträge von aktiven solarthermischen Bauteilen (z.B. Solarkollektoren zur Warmwassererzeugung) und vom Umgebungswärmeanteil durch die Benutzung von Wärmepumpen nicht berücksichtigt, so dass sich der spezifische Endenergiebedarf anhand der Glg.(2.33) berechnet.

$$EEB_{INVERT \setminus EE-Lab} = EEB_{HS} + \frac{Q_{sol} + Q_{Umgebung,WP}}{BGF} \quad (2.33)$$

Bei der Berechnung des Heizwärmebedarfs  $HWB$  wird das quasi-stationäre

$EEB_{HS}$	$\frac{kWh}{m^2a}$	Endenergiebedarf
$Q_{sol}$	$\frac{kWh}{a}$	jährlicher solarthermischer Energieeintrag
$Q_{Umgebung,WP}$	$\frac{kWh}{a}$	jährlicher Energieeintrag aus Umgebungswärme
$BGF$	$m^2$	Bruttogeschossfläche

---

<sup>5</sup>Endenergiebedarf (engl. *final energy demand*) wird in den Energiebilanzen der Nationalen Statistiken ausgewiesen.



Verfahren, bei welchem die monatlichen Durchschnittstemperaturen als wesentlicher Parameter gelten, verwendet [39]. Die Innenraumtemperaturen<sup>6</sup>, monatlichen Nutzungsdauern und Luftwechselraten der Gebäude werden gemäß der ÖNORM B 8110 – 5 berechnet [39].

Warmwasserwärmebedarf  $WWWB$  wird gemäß der ÖNORM B 8110 – 5 berechnet und liegt bei Wohngebäuden bei  $35kWh/m^2$ .

### 2.3.2 Entscheidungsalgorithmus

Im Entscheidungsalgorithmus zur Berechnung des Marktanteils der neu installierten Technologien werden mehrere Ansätze verschnitten und gleichzeitig angewandt. Die Lebensdauer der Technologien folgt einer Weibull-Verteilung.

Als Grundstein der Entscheidung, den Gebäuden die neue Systeme installieren, werden meistens die günstigsten Systeme gewählt, aber auch die teuren werden in Abhängigkeit von Mehrkosten mit kleineren Marktanteilen vertreten sein. Es wird ein Nested Logi-Modell eingesetzt mit Berücksichtigung des logistischen Wachstums des Technologieanteils bzw. der Diffusionsgesetzmäßigkeiten (siehe Glg.(2.34)) [39].

$$s_i = \frac{e^{-\alpha_i r_i}}{\sum_{r=1}^n e^{-\alpha_r r_r}} \quad \text{mit} \quad r_i = \frac{c_i}{c_{mean}} \quad \text{und} \quad c_{mean} = \sum_{r=1}^n c_r s_r \quad (2.34)$$

$c_i$	Heizungskosten von der Technologie $i$
$c_{mean}$	gemittelte Heizungskosten von installierten Technologien
$s_i$	Marktanteil der Technologie $i$
$\alpha_i$	Gewichtungsfaktor der Kosten im Entscheidungsprozess

---

<sup>6</sup>Die Berechnung der inneren Temperatur nach [44] und die Erweiterung im Modell sind im Detail in [39] erklärt.

# Kapitel 3

## Datenbasis

Ergebnisse einer Berechnung sind auch nur so gut wie die Daten, auf denen die Berechnung beruht. In diesem Kapitel wird die Datenbasis, auf welche sich die getätigten Berechnungen, bzw. die Modellergebnisse im nächsten Kapitel stützen, vorgestellt.

### 3.1 U-Werte

U-Werte (oder k-Werte) beschreiben die Wärmedurchlässigkeit der Bauelemente (wie zB. Wand, Decke, Boden, Fenster) eines Gebäudes. Je größer die U-Werte sind, desto mehr Wärme geht durch die Gebäudehülle, die sie beschreiben, in Abhängigkeit des Temperaturunterschiedes. Mit anderen Worten gesagt, bei "schlechten" (d.h. großen) U-Werten verliert das Gebäude mehr Wärmeenergie als das Gebäude mit guten (d.h. kleinen) U-Werten bei gleichen Umgebungstemperaturen, und somit verbraucht das Gebäude mit "schlechten" U-Werten mehr Heizwärme im Jahr. Bei Sanierung eines Gebäudes, bei Tausch oder Zufügen der zusätzlichen Bauelemente und Materialien werden die U-Werte verringert und somit verbraucht das Gebäude weniger Energie. Die U-Werte (siehe Tab.3.1) in dieser Arbeit werden in INVERT-EE-Lab genutzt.

Die U-Werte für die neueren Bauperioden, als die in der Tab.3.1 aufgeschriebenen werden den Werten der Bauperiode 1985 - 2000 angeglichen. Für die Sanierung wurden drei Sanierungspakete definiert, wo meistens drei unterschiedliche Dicken der thermischen Isolationen angenommen wurden (beim Dach 5, 15 und 30 *cm*, bei der Wand 5, 10 und 20 *cm*, beim Boden 5, 10 und 10 *cm*, und bei Fenstern für Pakete 1 und 2 ein gleiches besseres Fenster und für Paket 3 ein noch besseres). Die Wärmeleitfähigkeiten sowie die Kosten

der Isolationen<sup>1</sup> können [3] entnommen werden. Die berechneten U-Werte der entsprechenden Isolationen können im Anhang B eingesehen werden.

Bauperiode	Einheit	Wand	Dach	Boden	Fenster
bis 1947	$W/m^2K$	0.80	0.80	0.65	2.20
1947-1975	$W/m^2K$	0.90	0.90	0.70	2.20
1975-1985	$W/m^2K$	0.60	0.60	0.60	2.20
1985-2000	$W/m^2K$	0.45	0.45	0.45	1.80

Tabelle 3.1: U-Werte der Schweizerischen Wohngebäude - Quelle: BPIE [31][11]

## 3.2 Gebäudebestand und Heizungssysteme

Die Daten des schweizerischen Gebäudebestands stützen sich auf die Daten aus dem Bundesamt für Statistik, mit Statistiken der Anzahl von Gebäuden für unterschiedliche Heizungssysteme (zentral, lokal, Fernwärme), sowie Statistiken nach Bauperioden. Wegen der Übersichtlichkeit werden die Daten in dieser Arbeit aggregiert dargestellt, wobei in INVERT\EE-Lab mit der verfügbaren disaggregierten Form (verfügbar in der Statistik) gerechnet wird. Die Mehrheit der Gebäude nutzten Heizungsanlagen mit Öl als Brennstoff für die Bereitstellung der Raumwärme in der Schweiz im Jahre 2011 (siehe auch Abb.3.1), gefolgt von Heizungsanlagen mit Gas und Holz als Brennstoff. Insbesondere bei neueren Gebäuden wird ein vermehrter Einsatz von Wärmepumpen verzeichnet.

Bei der Bereitstellung des Warmwassers in Wohngebäuden in der Schweiz im Jahre 2011 wurden elektrisch betriebene Anlagen benutzt (ungefähr 40%) gefolgt von Anlagen mit Öl als Brennstoff (über 30%) und mit Gas (über 10%) (siehe auch Abb.3.2)[22].

---

<sup>1</sup>Es wurden die Kosten für Deutschland, erhöht um Baukostenfaktor 1.24 (entnommen aus [1]), verwendet.

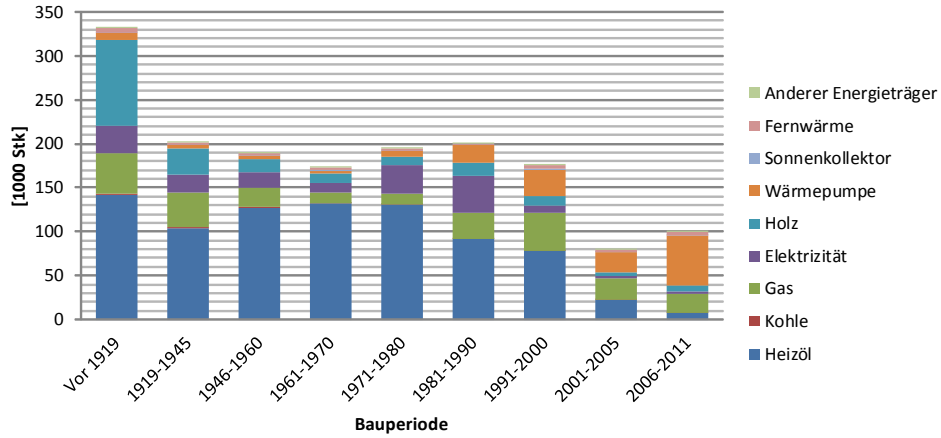


Abbildung 3.1: Verteilung der Energieträger der Raumheizung in Wohngebäuden nach der Bauperiode in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])

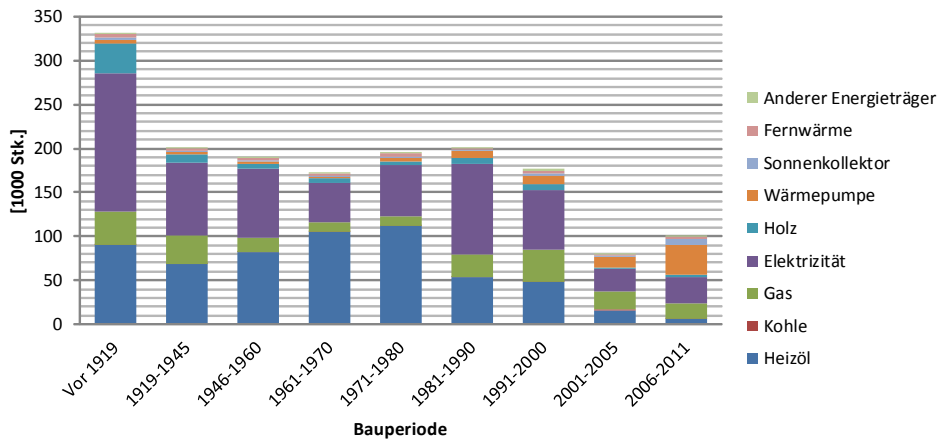


Abbildung 3.2: Verteilung der Energieträger für Warmwasser in Wohngebäuden nach der Bauperiode in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])

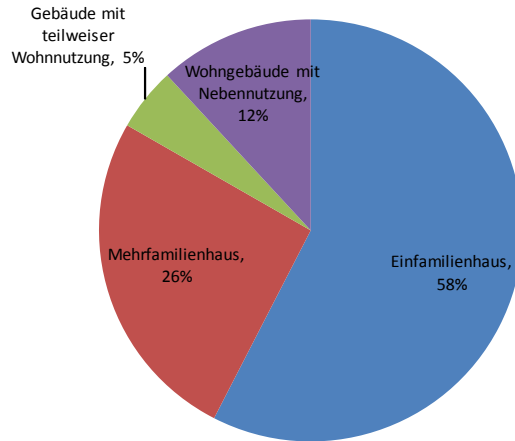


Abbildung 3.3: Verteilung der Gebäudestruktur der Wohngebäude nach der Bauperiode in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])

Die EFH und MFH stellen über 80% der Wohngebäude in der Schweiz 2011 dar (siehe die Abb.3.3).

In der Abb.3.4 ist zu erkennen, dass der Anteil der EFH und MFH, die keine zentrale Heizungsanlage haben, sehr gering ist. Bei EFH beträgt dieser nicht einmal 10%, wobei bei MFH dieser Wert unter 5% liegt. Der Großteil der Wohngebäude in der Schweiz sind EFH und MFH mit einem zentralen Heizungssystem und deswegen werden die Berechnungen mit dem erstellten Modell (für den optimalen wirtschaftlichen Einsatz der PV und der Solarwärme) in dieser Arbeit nur an diesen Gebäudearten durchgeführt (die anderen zwei Gebäudearten sind ähnlich wie MFH in INVERT\EE-Lab modelliert).

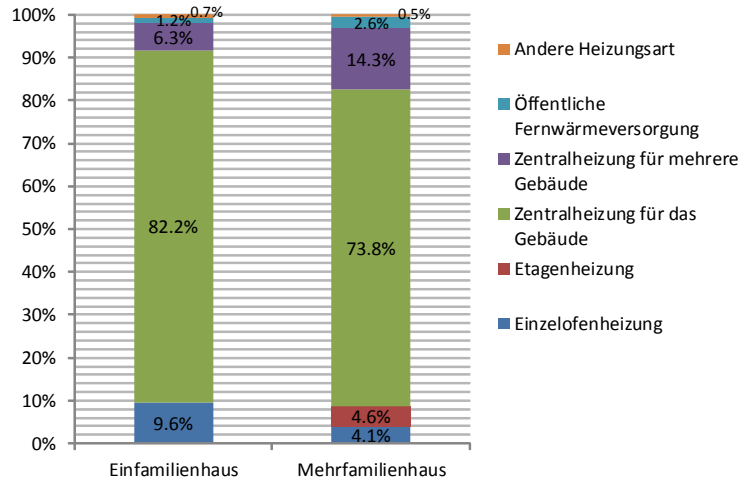


Abbildung 3.4: Verteilung der Heizungsart der Raumheizung in EFH und MFH in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])

### 3.3 Endenergieverbrauch - Vergleich der Modellergebnisse mit der Literatur

Die Studie *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2011 nach Verwendungszwecken* [18], die im Auftrag des Bundesamtes für Energie von PROGNOSE AG und anderen erarbeitet wurde, beinhaltet auch Daten zum Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in schweizerischen Haushalten im Jahr 2011. Der Vergleich dieser mit den INVERT\EE-Lab Modellergebnissen für das Basisjahr 2011 (siehe Abb.3.5) zeigt, dass die Modellberechnungen ausreichend die Wirklichkeit nachbilden. Man erkennt auch aus der Abb.3.5, dass der Großteil des Energieverbrauchs mit Öl, Gas, Holz und Elektrizität gedeckt wird. Die Anteile von Fernwärme, Kohle, Solarwärme sind sehr gering, bzw. kaum vorhanden.

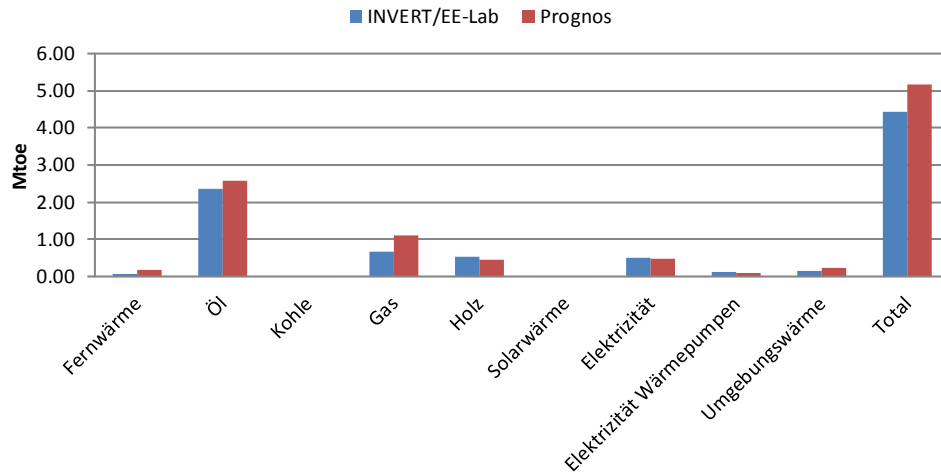


Abbildung 3.5: Vergleich des Endenergieverbrauchs berechnet mit dem Modell INVERT\EE-Lab mit der Literatur[18]

### 3.4 Raumwärme- und Warmwasser-Szenario

In Abb.3.6 ist das Endenergieverbrauchszenario<sup>2</sup> für Raumwärme und Warmwasser bis 2030 in der Schweiz dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch die Sanierungen, bzw. den Gebäudeabriss und Neubau der Endenergieverbrauch sinkt. Der Endenergieverbrauch von Öl sinkt, aber dennoch bleibt Öl als meistgenutzter Energieträger. Der Verbrauch von der Elektrizität für rein elektrische Heizanlagen sinkt, aber der Einsatz von Wärmepumpen steigt womit aber der Elektrizitätsverbrauch sich in Absolutzahlen kaum merklich ändert. Relativ im Verhältnis zum gesamten Energieverbrauch steigt aber der Verbrauch der Elektrizität (siehe auch Tab.3.2). Laut dem Szenario ist auch ein Anstieg des Solarwärmeeinsatzes zu erwarten. Der Anteil von Fernwärme und Gas am Gesamtverbrauch steigt geringfügig und der Anteil des Holzes sinkt auch ein wenig (Änderung in 2030 zu 2011 ist weniger als 2% - siehe auch Tab.3.2).

<sup>2</sup>Bei der Szenarioberechnung wurde angenommen, dass sich der Gebäudebestand von 2011 bis Jahr 2030 um 10% erhöht.

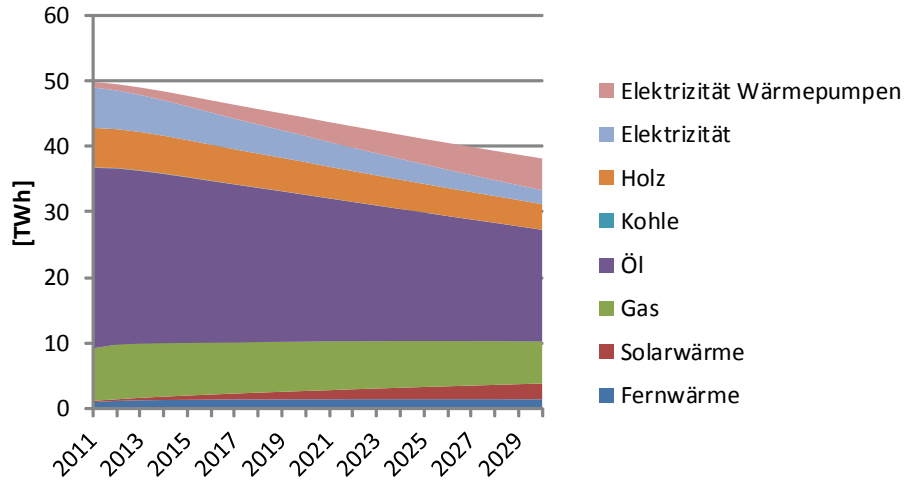


Abbildung 3.6: Endenergieverbrauchszenario für Raumwärme und Warmwasser in der Schweiz (berechnet mit INVERT\EE-Lab)

Energieträger	2011	2030
Fernwärme	2.0%	3.7%
Solarwärme	0.4%	6.3%
Gas	16.0%	16.8%
Öl	55.3%	44.7%
Kohle	0.1%	0.0%
Holz	12.1%	10.3%
Elektrizität	12.4%	5.6%
Elektrizität Wärmepumpen	1.7%	12.7%

Tabelle 3.2: Endenergieverbrauchsverteilung für RW und WW in der Schweiz (berechnet mit INVERT\EE-Lab) für das Jahr 2011 und 2030



### 3.5 Klimadaten

Die solaren Einstrahlungsdaten auf horizontale Flächen und Temperaturdaten wurden von dem Projekt PRESENCE genommen [36], da in diesem Projekt für diese Daten auch die Heizwärme-Lastenprofile (stundenweise) für Warmwasser und Raumwärme, sowie elektrische Lasten berechnet wurden. Im Projekt PRESENCE wurden die Berechnungen für österreichische Gebäude und für das Klima gemacht. Die Schweiz ist ein Nachbarland zu Österreich, und deswegen wird angenommen, dass die Richtigkeit der Ergebnisse trotzdem nicht beeinträchtigt wird. Die Klimadaten (Strahlungs- und Temperaturwerte) werden von der Gemeinde Landeck (47.13° Breitengrad Nord, 10.566° Längengrad Ost) herangezogen, und entsprechende Lastprofile (elektrische Last und Heizlast) werden für das EFH mit zentraler Ölheizung aus dem Baujahre 1970 genommen.

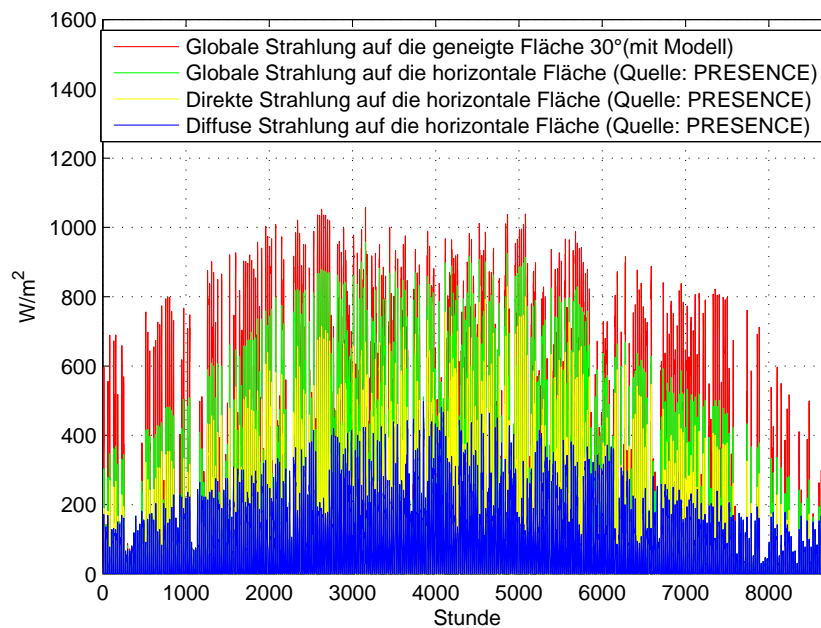


Abbildung 3.7: Globale Strahlung auf eine 30° geneigte Fläche, berechnet mit dem Modell aus den Daten von PRESENCE (Daten für die Gemeinde Landeck-direkte und diffuse Strahlung auf die horizontale Fläche [36])

## 3.6 Verbrauchsprofile

### 3.6.1 Heizwärmeverbrauch

In den Berechnungen wird für den Heizwärmeverbrauch immer das gleiche stündliche Lastprofil genutzt (wird aus dem Projekt PRESENCE [42] übernommen, passend zu den benutzten Klimadaten - siehe Unterkapitel 3.5). Dieses stündliche Lastprofil wird aber dennoch für jedes Gebäudesegment (siehe Unterkapitel 2.3) angepasst (siehe auch Abb.3.8). Es wird der jährliche Heizwärmeverbrauch an die Ergebnisse von dem Modell INVERT\EE-Lab angepasst (gleich gesetzt), wobei der Verlauf gleich bleibt. Die Amplitude wird für jede Stunde verhältnismäßig angepasst, bzw. mit einem Faktor multipliziert, der sich aus der Division des jährlichen Heizwärmebedarfs des Gebäudesegments (laut INVERT\EE-Lab Berechnung) und der jährlichen Summe des Lastprofils (Anmerkung: das Lastprofil ist in der Stundenbasis ausgewiesen) aus dem PRESENCE ergibt. Anders gesagt, der Verlauf der Profile ist für das angenommene Klimaset (Strahlungs- und Temperaturwerte) bei allen Segmenten/Gebäuden gleich, nur der Gesamtverbrauch (Jahressumme und jeweilige Amplituden) wird an die Gebäudecharakteristika der Schweiz (U-Werte, Gebäudegeometrie...) angepasst.

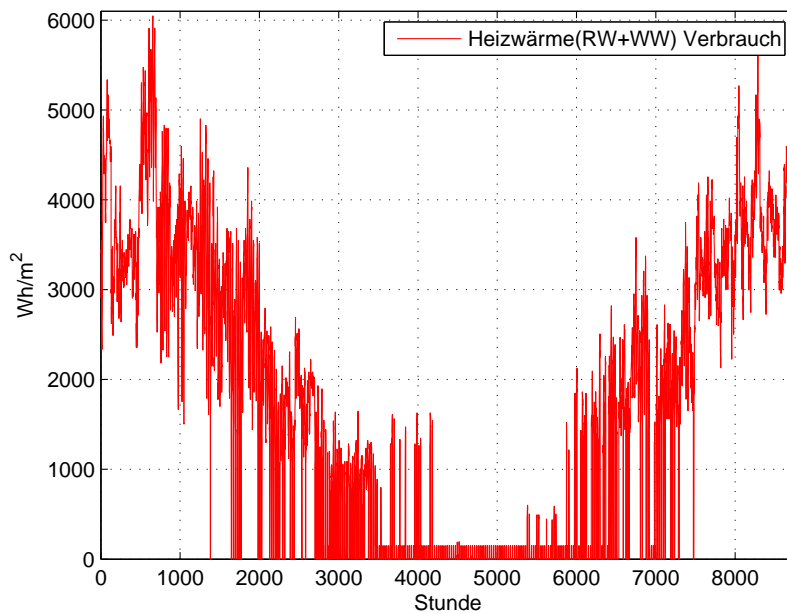


Abbildung 3.8: Heizwärmeverbrauch des EFH (siehe Tab.2.2) berechnet aus dem Heizlastprofil von PRESENCE [42]

Der stündliche Heizwärmeverbrauch wird in der Glg.(2.24) benutzt (siehe Unterkapitel 2.1.3).

### 3.6.2 Elektrischer Verbrauch

Elektrischer Verbrauch wird auch aus dem entsprechenden elektrischen Lastprofil aus dem Projekt PRESENCE [42] ermittelt. Da INVERT\EE-Lab nicht den Verbrauch der Gebäude für stromspezifische Anwendungen berechnet, wird der spezifische Verbrauch für stromspezifische Anwendungen aus der genutzten elektrischen Lastkurve vom PRESENCE ermittelt. Dieser beträgt  $27.06kWh/m^2a$  ( $m^2$  Bruttogeschossfläche) und wird für alle Gebäude (bzw. Gebäudesegmente - siehe Unterkapitel 2.3) als gleich angenommen. Mit entsprechenden Bruttogeschossflächen der jeweiligen Gebäude (siehe Geometriedaten im Anhang A), wird der elektrische Jahresverbrauch unterschiedlicher Gebäudeklassen (und somit für alle Gebäudesegmente) ausgerechnet. Anschließend wird gleich wie bei dem Heizwärmeverbrauch (siehe Unterkapitel 3.6.1) vorgegangen und die Verbrauchsprofile werden für alle Gebäudesegmente berechnet (siehe auch Abb.3.9). Der stündliche elektrische

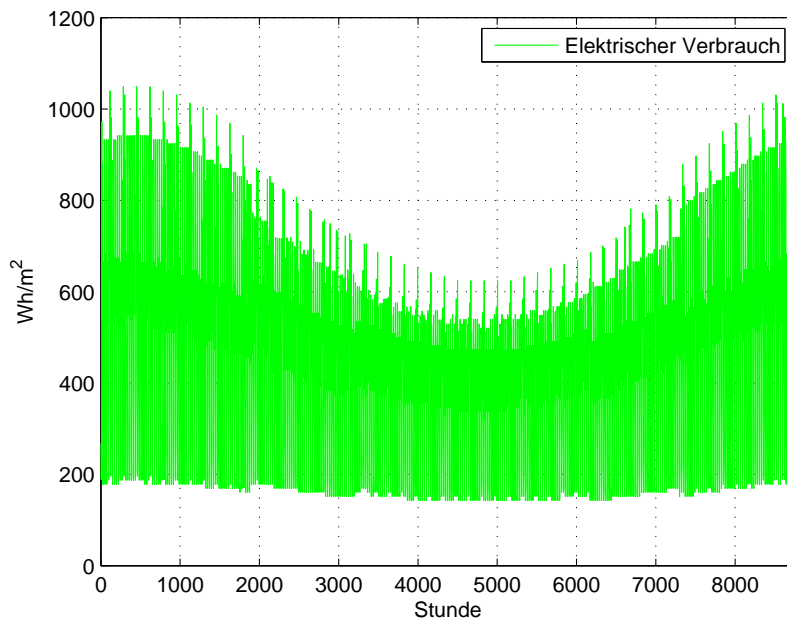


Abbildung 3.9: Elektrischer Verbrauch des EFH (siehe Tab.2.2) berechnet aus dem elektrischen Lastprofil von PRESENCE [42]

Verbrauch wird in der Glg.(2.16) benutzt (siehe Unterkapitel 2.1.2)

### 3.7 Investitionskosten

Als Investitionskosten für Solarkollektoren wurden die Preise der Set-Vorschläge von einem schweizerischen Unternehmen alphasoltec der Preis- und Typenliste gültig ab Februar 2014 entnommen. Im Set Vorschlag (siehe Tab.3.3) für Investitionskosten der Solarkollektoren sind mitinbegriffen: Kollektor mit Blecheinfassung, Leitung 15m mit Übergängen, Solargruppe, Regelung, Ausdehnungsgefäß, Solarflüssigkeit, Thermomischer, Fühleranschlussdose, Montagehilfe, Inbetriebnahme, exkl. Behälter[9].

Im Set Vorschlag (siehe Tab.3.4) für Investitionskosten der PV-Anlage sind

Bezeichnung	Einheit						
BKF	$m^2$	4.71	6.25	7.79	9.33	10.87	12.41
Aperturfläche	$m^2$	4.2	5.5	6.9	8.3	9.7	11
$\eta_0$	%	81.5	81.5	81.5	81.5	81.5	81.5
WDK k1	$W/m^2K$	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
WDK k2	$W/m^2K^2$	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Absorberinhalt	$l$	3.3	4.4	5.5	6.5	7.5	8.6
Preis per Set	$CHF/Set$	7773	8660	9515	10478	11476	12497
Preis per BKF	$CHF/m^2$	1650	1385	1221	1123	1056	1007
Preis per AF	$CHF/m^2$	1851	1574	1379	1262	1183	1136

WDK...Wärmedurchgangskoeffizient

BKF...Bruttokollektorfläche

AF...Aperturfläche

$\eta_0$  ... Optischer Wirkungsgrad

Tabelle 3.3: Investitionskosten der Solarkollektoren (Quelle:alphasoltec [9])

Bezeichnung	Einheit						
Leistung	$kWp$	2.88	4.32	5.76	7.2	8.64	10.08
Fläche	$m^2$	28.8	39.6	49.5	62.7	72.42	90
	$m^2/kWp$	10	9.17	8.59	8.71	8.38	8.93
Anzahl PV-Module	$Stk.$	12	18	24	30	36	42
Preis/Stück	$CHF$	9990	13480	17340	21330	24670	28120
Fläche*	$m^2$	28.8	43.2	57.6	72	86.4	100.8
Preis/Fläche*	$CHF/m^2$	347	313	302	297	286	279

Fläche\*... $10m^2/kWp$

Tabelle 3.4: PV Investitionskosten (Quelle: alphasoltec[9])

mitinbegriffen: Solarmodule TÜV zertifiziert, Befestigungsstrukturen für

Aufdachmontage, DC-seitige Verkabelung bis zum Wechselrichter, Wechselrichter (Inverter), Planung der Anlage, Elektroanschlussgesuche (EEA/ESTI), Anmeldung, Unterlagen Swissgrid, Abklärungen für Baubewilligung, Inbetriebnahme [9].

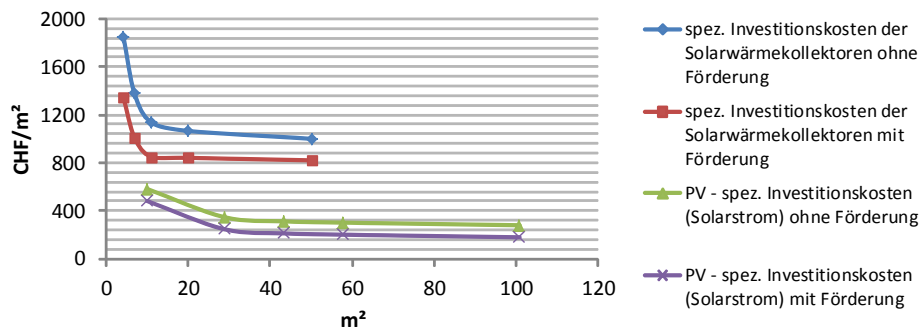


Abbildung 3.10: Spezifische Investitionskosten von Solarwärmekollektoranlagen und Solarstromanlagen mit und ohne Förderung (Quellen: [9],[10],[2],[29])

Die spezifischen Investitionskosten, die im Modell benutzt wurden, sind in Abb.3.10 dargestellt. Es gibt einmal fünf Werte ohne Förderungen, die den Werten aus Tab.3.3 und Tab.3.4 entsprechen (bei Solarwärme stammt der letzte Wert aus anderer Literatur [29] und der vorletzte ergab sich durch Interpolation). Die Förderungen und andere ökonomische Rahmenbedingungen sind im Unterkapitel 3.9 näher erklärt. Die Methodik, wie die anderen Werte der Investitionskurve im Modell berechnet werden, ist im Unterkapitel 2.1.5 näher erklärt.

### 3.8 Betriebs- und Wartungskosten

Die Wartungs- und Unterhaltskosten der Solarwärmekollektoranlagen betragen laut der Literatur [29] jährlich 0.5% der Investitionskosten. Hilfsenergiekosten (der Energieverbrauch der Umwälzpumpe) betragen jährlich zwischen  $1.3 \text{ CHF}/m^2a$  bei kleineren und  $0.8 \text{ CHF}/m^2$  bei größeren Anlagen [29]. Da man modellbedingt (siehe Unterkapitel 2.1.5) nur einen konstanten Wert für alle Größen braucht, wurde für Betriebskosten der Wert  $1200 \text{ CHF}/m^2 \times$

$0.005 + 1CHF/m^2 = 7CHF/m^2a$  angenommen. Die Betriebskosten von PV-Anlagen kleiner als  $10kW$  betragen laut [8] (siehe Tab.C.2)  $0.06CHF/kWh$ . Da in unserem Modell der jährliche Anlagenenertrag  $136kWh/m^2$  beträgt (siehe Unterkapitel 2.2), werden somit Betriebskosten von  $136kWh/m^2a \times 0.06CHF/kWh = 8.16CHF/m^2a$  angenommen.

### 3.9 Förderungen und ökonomische Rahmenbedingungen

Solarwärmekollektoren und PV-Anlagen werden mit Einmalvergütungen, Steuerergünstigungen, Rückspeisetarifen usw. gefördert. In dieser Arbeit werden die Einmalvergütungen und der Rückspeisetarif verwendet. Näheres dazu in den nächsten Unterkapiteln.

#### 3.9.1 PV-Förderungen und ökonomische Rahmenbedingungen

	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014
Grundbeitrag	<i>CHF</i>	2450	1900	1600	1500	1400
Leistungsbeitrag	<i>CHF/kWp</i>	1850	1450	1200	1000	850

Tabelle 3.5: Einmalvergütung für angebaute Anlagen (Quelle: Energieverordnung, [4])

Betreiber von PV-Anlagen, deren Anlagen bis 31.12.2012 angemeldet waren, haben die Möglichkeit zwischen Einmalvergütung oder kostendeckender Vergütung für Solarstrom (KEV) zu wählen, und für die Anlagen kleiner als  $10kW$  (ca.  $100 - 120m^2$ ), angemeldet ab 01.01.2013., gibt es nur die Einmalvergütung (siehe Tab.3.5) in Höhe von max. 30% der Investitionskosten von Referenzanlagen (im Jahr 2014 betragen diese  $3350CHF/kW$ )[2]. In dieser Arbeit wird mit der Einmalvergütung für 2014 gerechnet. Im Falle dass die PV-Anlage nicht von der KEV vergütet wird, erhält man für den in das Netz zurückgespeisten Strom einen Tarif, welcher vom Betreiber abhängig ist (siehe Tab.C.1 im Anhang C).

### 3.9.2 Solarthermie-Förderungen

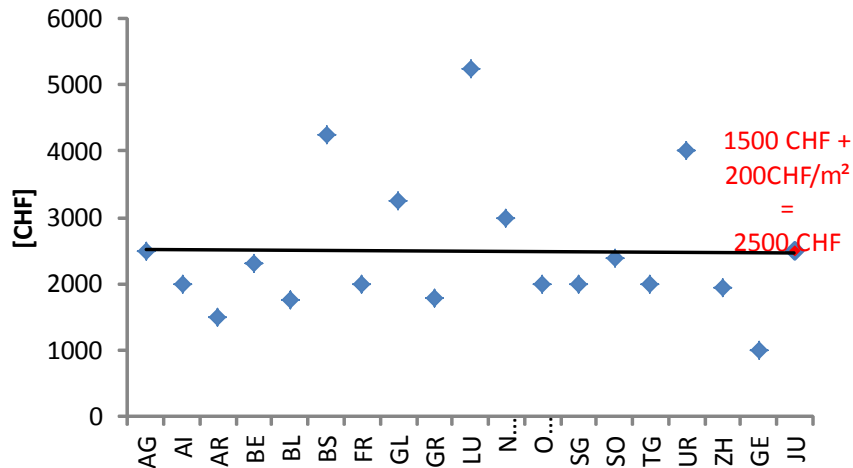


Abbildung 3.11: Förderung für Solarkollektoren in ausgewählten Kantonen für  $5m^2$  Kollektorflächen (Quelle: swissolar[10])

In der Schweiz gibt es keine einheitliche Förderung für solare Kollektoren, sondern diese unterscheidet sich in unterschiedlichen Kantonen, sowie Gemeinden. Eine genauere Betrachtung von Förderinstrumenten in der Schweiz würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Deswegen wird angenommen, dass für die Solarkollektoren eine Förderung von  $1500CHF$  Grundbeitrag und einem Flächenanteil von  $150CHF/m^2$  (siehe auch Abb.3.11) vergeben wird. Eine ausführliche Liste der kantonalen und kommunalen Förderbeiträge für Solarwärme 2014 findet man auf der Website von Swissolar [10].

### 3.9.3 Steuervergünstigungen

Die Investitionskosten, die für den Bau einer Solaranlage (Solarstrom oder Solarwärme) benötigt werden, sind in fast allen Kantonen steuerlich absetzbar[10]. Ein Merkblatt und nähere Informationen zu Steuervergünstigungen findet man auf der Website von swissolar (siehe [10]). Im Zuge dieser Arbeit werden Steuervergünstigungen nicht berücksichtigt, da diese auch stark von dem Einkommen des Investors abhängen und gleichzeitig für Solarstrom und für Solarwärme geltend gemacht werden können.

### 3.10 Energieträgerpreis (Szenario)

Das Energieträgerpreis-Szenario wird in dieser Arbeit aus der Studie *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050* im Auftrag von Bundesamt für Energie genommen (siehe auch Abb.3.12 bzw. Tab.3.6). Es handelt sich um ein Preisszenario, in dem davon ausgegangen wird, dass die Steuern nur wenig oder überhaupt nicht real erhöht werden und die Preiserhöhungen nur als Resultat höherer Anschaffungskosten bzw. höhere Preise auf dem internationalen Brennstoffmarkt existieren[40].

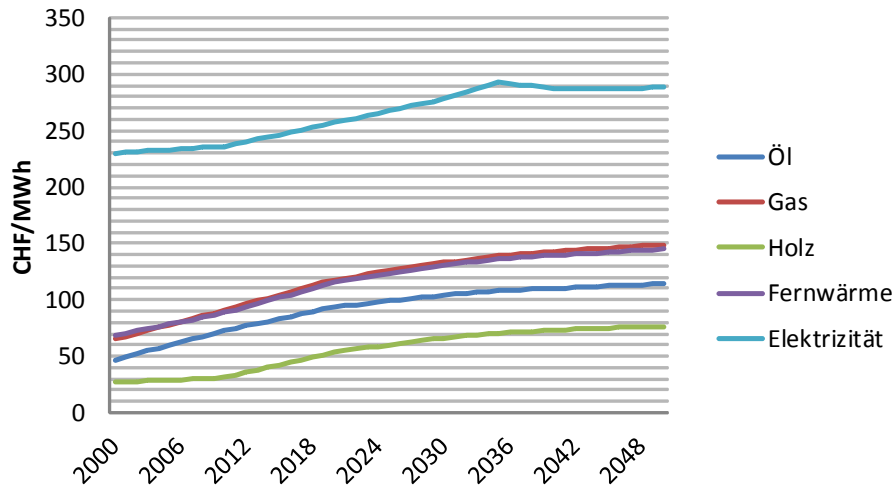


Abbildung 3.12: Energieträgerpreis Preisszenario in der Schweiz 2000 bis 2050, real 2010 [40]

Brennstoff	Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Öl	Rp./l	55.4	85.4	110	122.6	126.9	129.5	134.4
Gas	Rp./kWh	6.5	9.1	11.8	13.3	13.9	14.3	14.9
Holz	CHF/ster	45.4	52.8	91.3	112.5	119.6	124.4	130
Elektrizität	Rp./kWh	23	23.6	25.7	27.8	29.3	28.7	28.8
Fernwärme	CHF/GJ	16.7	21.6	28.1	31.9	33.1	34	35.3

Tabelle 3.6: Brennstoff-Preisszenario 2000 bis 2050 in realen Preisen von 2010, Quelle: BFS, Prognos 2012, [40]

Die genutzten Werte der Energieträgerpreise  $p_{ec}$  für das Modell, sowie



INVERT\EE-Lab, wurden noch real und auf die Kaufkraft im Jahr 2013 korrigiert. Dazu wurden die Werte von BIP (Bruttoinlandsprodukt) für das Jahr 2010 (572664 Mio. CHF[15]) und 2013 (603212 Mio. CHF [15]) genutzt (siehe Glg.(3.1)).

$$p_{ec}^{r2013} = p_{ec}^{r2010} \frac{BIP_{2013}}{BIP_{2010}} \approx p_{ec}^{r2010} \times 1.053 \quad (3.1)$$

### 3.11 Jahresnutzungsgrad

Die Jahresnutzungsgrade der Heizungsanlagen werden aus der Datenbank des Modells INVERT\EE-Lab übernommen (siehe Tab.3.7), die bei Projekten wie RES-H Polices [14], ENTRANZE [13] verwendet wurden. In Abhängigkeit der jeweiligen in Gebäudesegmenten festgelegten Verteilungstemperatur werden die Jahresnutzungsgrade für das jeweilige Segment durch INVERT\EE-Lab intern berechnet.

	JNG(35°C)	dJNG(55°C)	JNG WW
Elektrizität lokal	1	0	0.85
Elektrizität zentral	0.95	0.005	0.855
Gas zentral	0.88	0.005	0.836
Öl zentral	0.85	0.005	0.765
Holz zentral	0.63	0.005	0.567
Wärmepumpe (W/W)	4.2	0.28	3.15

JNG(35°C) ... Jahresnutzungsgrad (35° Verteilungstemperatur)

dJNG(55°C) ... Nutzungsgradverminderung durch höhere Verteilungstemperatur (55°C)

JNG WW ... Jahresnutzungsgrad Warmwasser

Tabelle 3.7: Jahresnutzungsgrade für die näher betrachteten Heizungsanlagen (Quelle: ENRANZE[13], RES-H[14])

### 3.12 PV-Charakteristika

Die charakteristischen Parameter für die PV-Anlage (siehe auch Unterkapitel 2.1.2, bzw. Glg.(2.11) und Glg.(2.12)) nötig zur Berechnung des Energieertrags sind in Tab.3.8. Weiters wurde angenommen, dass  $\eta_{rest} P_{STC} = 100W/m^2$  (siehe Glg.(2.12)) und für alle PV-Anlagengrößen, sowie für jegliches Alter der Anlage konstant ist.

Parameter	Einheit	$c - Si$
$k1$		-0.017162
$k2$		-0.040289
$k3$	$^{\circ}C^{-1}$	-0.004681
$k4$	$^{\circ}C^{-1}$	0.000148
$k5$	$^{\circ}C^{-1}$	0.000169
$k6$	$^{\circ}C^{-2}$	0.000005
$c^T$	$^{\circ}CW^{-1}m^2$	0.05
$I_{STC}$	$W/m^2$	1000
$T_{modSTC}$	$^{\circ}C$	25

Tabelle 3.8: PV-Charakteristika (siehe auch Glg.(2.11) und Glg.(2.12)) ,  
Quelle: Huld et al.[35]

### 3.13 Solarthermie-Charakteristika

Die charakteristischen Parameter, die für die Berechnung der Kollektoreffizienz (siehe Glg.(2.18)) benutzt werden[9], sind folgende:  $\eta_{st0} = 0.81$ ,  $a_1 = 4.1$  und  $a_2 = 0.01$ . Es handelt sich um Charakteristiken der Flachkollektoren von den verwendeten Investitionskosten (siehe auch Tab.3.3). Als die Abzapftemperatur wird  $t_{heat} = 30^{\circ}C$  und als minimale Temperatur in Speicher  $t_{min} = 10^{\circ}C$  gewählt. Die minimale Temperatur ist die Temperatur des kalten Wassers, das dem Speicher zugeführt wird. Diese variiert in Laufe des Jahres in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur[47], wobei bei diesem Modell mit einem konstanten Wert gerechnet wird. Für die maximale Temperatur, die im Speicher möglich ist, wird  $t_{max} = 90^{\circ}C$  angenommen. Das Speichermedium Wasser hat die Massendichte ca.  $\rho = 1000kg/m^3$  (die Wasserdichte ist temperaturabhängig und variiert mit der Temperatur [26], aber in dieser Arbeit wird Einfachheit halber mit einem konstantem Wert gerechnet).

Das Volumen des Speichers wird als konstantes Verhältnis zu der Fläche der installierten Kollektoren angenommen:  $100l/m^2$ . Die spezifische Wärmekapazität von Wasser variiert auch mit der Temperatur des flüssigen Wassers zwischen 4218 und 4178  $J/kgK$  ([16]), aber in dieser Arbeit wird Einfachheit halber mit einem konstantem Wert von 4.19  $kJ/kgK$  bzw.  $c = 1.163889Wh/kgK$  gerechnet<sup>3</sup>. Die Effizienzen  $\eta_{st,j}$  und  $\eta_{WT}$  wurden 0.999 angenommen (siehe Unterkapitel 2.1.3).

---

<sup>3</sup>Mit der Zumischung der Frostschutzmittel kommt es zur Verminderung der spezifischen Wärmekapazität [26].

# Kapitel 4

## Modell Ergebnisse

Um Aussagen machen zu können welche Technologie (Solarwärme oder Solarstrom) profitabler für die Wohngebäude in der Schweiz unter den getroffenen Annahmen ist bzw. bei welchem Verhältnis diese eingesetzt werden sollten, werden unterschiedliche Sensitivitäten, bzw. Variationen unterschiedlicher Parameter (zB. Zinssatz, Rückspeisetarif, Kosten, Jahresnutzungsgrad) durchgeführt. Zuerst werden diese Sensitivitäten bei einem Gebäude gezeigt, um ein Gefühl zu bekommen wie die Parameter wirken, und dann werden die Sensitivitäten auf den gesamten in der INVERT\EE-Lab simulierten Gebäudebestand angewandt und in Abbildungen präsentiert. Nach näherer Betrachtung der Ergebnisse mit dem gemachten Modell werden diese mit den Ergebnissen aus dem INVERT\EE-Lab verglichen.

### 4.1 Basisszenario

Um die in den nächsten Unterkapiteln durchgeführten Sensitivitäten besser zu deuten und den Aufwand zu reduzieren, wird zuerst das Basisszenario durchgeführt.

Bei dem **Basisszenario** werden neben der schon erwähnten Datenbasis die nächsten Annahmen getroffen:

**Rückspeisetarif** 13.75Rp./kWh,

**Zinssatz** 3%,

**Abschreibungsdauer**<sup>1</sup> 20 Jahre,

**Startjahr 2014** (somit Endjahr der angenommenen Preise 2033, da die Abschreibungsdauer 20 Jahre beträgt).

Ausgehend von diesem Basisszenario werden anschließend Änderungen un-

---

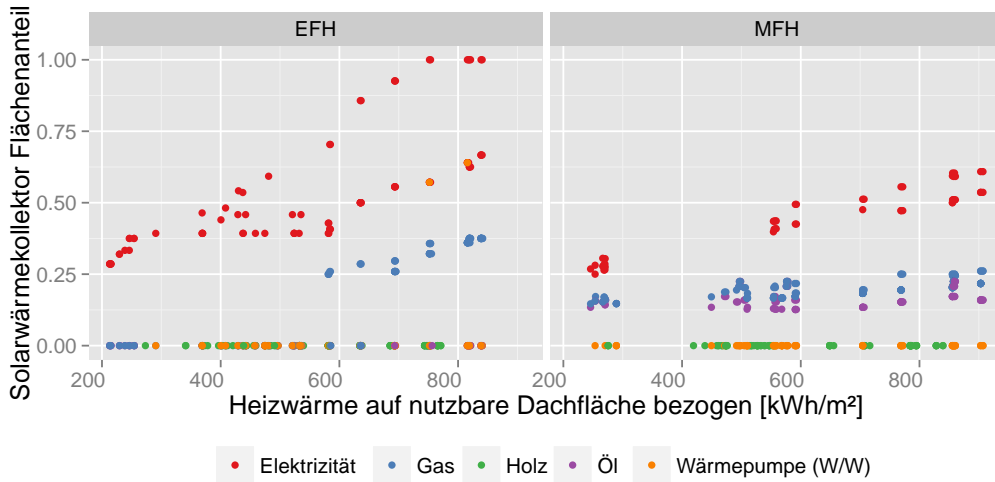
<sup>1</sup>Die Abschreibungsdauer ist das Zeitintervall für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Technologien.

terschiedlicher Parameter durchgeführt und Änderungen der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, bzw. PV und deren Kombination analysiert, sowie deren Einfluss auf die Flächenanteile in wirtschaftlich optimalen Kombinationen der Solarwärme und PV.

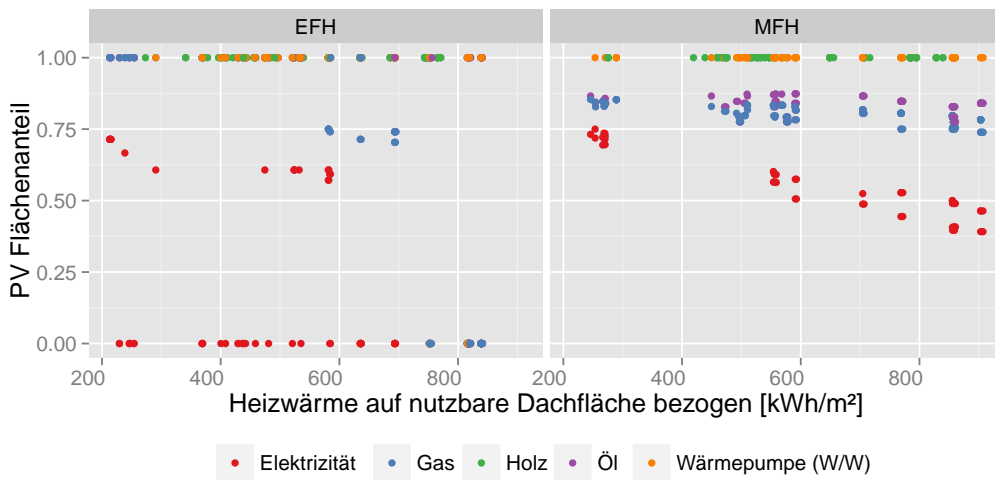
#### 4.1.1 Basisszenario - alle Gebäude

In Abb.4.1a ist der Solarwärmekollektorflächenanteil (die "y-Achse") an der gesamten verfügbaren nutzbaren Dachfläche für das Basisszenario in Abhängigkeit von dem Heizwärmeverbrauch ("x-Achse") bezogen auf die verfügbare nutzbare Dachfläche dargestellt. Die Ergebnisse sind in unterschiedlichen Farben in Abhängigkeit von den primär installierten Heizungsanlagen dargestellt. Es handelt sich also um Anteile von Solarwärmekollektoren, bei denen die Wirtschaftlichkeit für den Einsatz mit PV am größten ist. Die Punkte einzeln stellen die unterschiedlichen Gebäudesegmente (siehe Unterkapitel 2.3) dar.

Man sieht, dass der Anteil der Solarwärmekollektoren mit größerem spezifischen Heizwärmeverbrauch ansteigt. Weiters ist zu erkennen, dass der Anteil der Solarwärmekollektorfläche nur bei EFH für Gebäude mit elektrischen (Widerstandsheizkörper) und Gasheizungsanlagen im wirtschaftlichen Optimum vorkommt. Mit anderen Worten: bei EFH ist der Einsatz der PV wirtschaftlich optimaler als der Einsatz der Solarwärmekollektoren außer bei elektrisch betriebenen oder Gasheizungsanlagen (bei Gasheizungsanlagen ist nur dies der Fall mit großem spezifischen Heizwärmeverbrauch). Bei MFH kann man wiederum erkennen, dass doch ein gewisser Solarwärmekollektorflächenanteil in diesem Basisszenario auch für Gebäude mit Heizungsanlagen mit Öl bzw. Gas als Energieträger aufscheint. Der direkte Zusammenhang zwischen dem Heizwärmeverbrauch und dem Solarwärmekollektoranteil ist bei allen Heizungsanlagen leicht ersichtlich, da man gut erkennen kann, dass die Gebäude mit größerem Heizwärmebedarf auch größeren Solarwärmekollektoranteil haben. Der Grund, wieso bei EFH Gebäuden bei dem gleichen bezogenen Heizwärmebedarf kein Solarwärmekollektoranteil vorliegt, ist folgender: EFH haben kleineren auf die Dachfläche bezogenen Warmwasserbedarf als die MFH Gebäude. Dies ist wichtig, da der Warmwasserbedarf im ganzen Jahr mehr oder weniger konstant ist, aber das Sonnenenergieangebot im Sommer viel größer ist als im Winter (siehe auch Abb.3.7 und Abb.3.8). In der Abb.4.1b ist der PV-Flächenanteil am Optimum dargestellt, und es ist zu erkennen, dass der Einsatz der PV bei allen Gebäuden (insbesondere EFH) mit allen Heizungsanlagen, außer elektrischen und Gas (bei Gas nur bei großem spezifischem Heizwärmeverbrauch), wirtschaftlich attraktiver ist als der Einsatz der Solarwärmekollektoren.



(a) Solarwärmekollektorflächenanteil



(b) PV-Flächenanteil

Abbildung 4.1: PV- und Solarwärmekollektorflächenanteil bezogen auf die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit von Heizwärmebedarfes (RW+WW) bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche (Basisszenario)

Weiters erkennt man bei Betrachtung der beiden erklärten Abbildungen, dass bei meisten Gebäudesegmenten die ganze verfügbare Dachfläche aus-

genutzt wird, meistens mit PV, wobei die Benutzung der Solarwärmekollektoren weniger wirtschaftlich attraktiv ist (was stark von der Höhe der Energieträgerpreise abhängt).

### 4.1.2 Basisszenario - ausgewählte Gebäude

Um die Sensitivitäten (die in den nächsten Unterkapiteln folgen) besser zu deuten und die Hintergründe des wirtschaftlich optimalen Einsatzes von Solarwärmekollektoren und PV besser zu verstehen, werden wir uns das Basisszenario bei ein paar ausgewählten Gebäuden genauer anschauen. Für die nähere Betrachtung wurden die Gebäude ausgewählt, die im Basisszenario Solarwärmekollektorflächenanteile hatten, da sonst nur PV wirtschaftlicher war (siehe Abb.4.1).

Für jedes betrachtete Gebäude werden wir in Abbildungen einmal die gesamten Profite ("y-Achse") für die möglich installierte Fläche ("x-Achse") sehen und jeweils für unterschiedliche Technologie bzw. deren optimalen Einsatz (unterschiedliche Farben, blau für optimalen Einsatz PV und Solarwärmekollektor, rot für PV, und grün für Solarwärmekollektoren) und einmal dies alles für die bezogenen Profite für die jeweils installierte Fläche. Unter "installierte Fläche" handelt es sich um die Anlagengröße, die installiert wird. Die größtmöglich installierte Fläche ist durch die INVERT\EE-Lab Modellergebnisse gegeben (begrenzt). Bei Profit ist der gesamte Profit, der sich über den ganzen Betrachtungszeitraum (20 Jahre) ergibt, gemeint. Der spezifische Profit ergibt sich aus der Division des Profits mit der Anlagengröße<sup>2</sup>

Bei den Gebäuden, wie bei genau betrachteten MFH in Abb.4.2 mit elektrischen Heizungsanlagen<sup>3</sup>, ist der Einsatz der Solarwärmekollektoren sehr attraktiv. Es ist auch zu erkennen, dass der Profit der Solarwärme bis einer gewissen Grenze steigt (ca.  $50m^2$  in diesem Fall) und dann stagniert, bzw. bei größeren Anlagengrößen sogar sinkt (siehe Abb.4.2a). Deswegen wird ab dieser Größe auch PV bei optimaler Kombination PV und Solarwärmekollektoren mitberücksichtigt (blaue Punkte). Der größte Profit für die Kombination von PV und Solarwärmekollektoren ergibt sich bei der größten Fläche. Alleine betrachtet ist der Profit der Solarwärmekollektoren, wenn nur diese alleine installiert würden, bei ca.  $50m^2$  am größten, und der Profit bei alleiniger Installation von PV bei der größtmöglichen Fläche - in diesem Fall bei ca.  $65m^2$  - am größten. Durch die Kombination von beiden Technologien

---

<sup>2</sup>Die entsprechenden Abbildungen der optimalen Kombination der Solarwärmekollektoren- und PV-Flächen für alle möglichen Flächen befinden sich im Anhang D.

<sup>3</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.1 im Anhang D entnehmen.

ergibt sich größerer Profit für das betrachtete Gebäude als das mit einzelnen Technologien zu erreichen wäre.

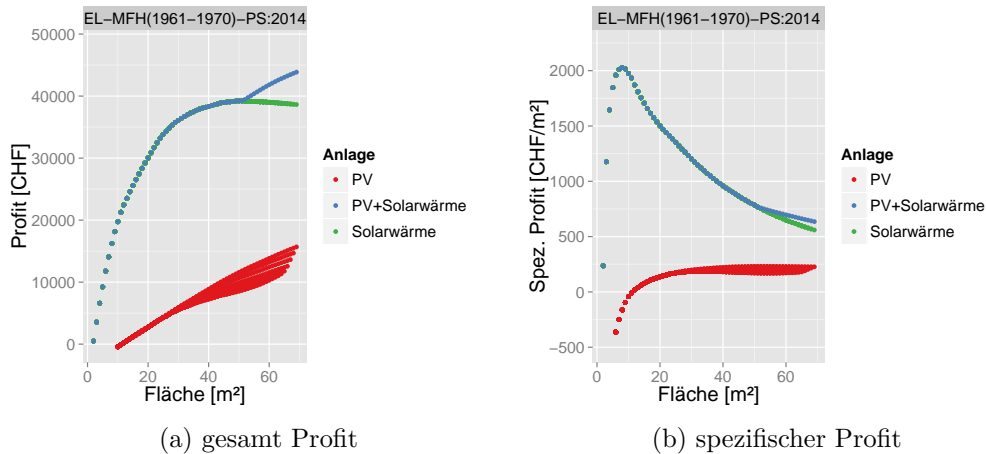


Abbildung 4.2: Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das MFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033

Wenn wir die spezifischen Kosten betrachten (siehe Abb.4.2b), sehen wir dass dieser bei Solarwärme nicht bei der gleichen Anlagengröße liegt wie der maximale Profit, sondern bei sehr kleiner Größe (ca.  $10m^2$ ). Weiters sehen wir auch unterschiedliche Kurvenform der spezifischen Profite von PV und Solarwärme. Bei der Solarwärme ist gibt es ein ausgeprägtes Maximum, und bei PV ist dieses nicht so ausgeprägt. Das liegt meistens daran, dass man die Sonneneinstrahlung bzw. den möglichen Energieertrag im Sommer bei Solarwärmekollektoren nur für Warmwasser nutzt (da die Raumwärme nicht benötigt wird) und den großen Überschuss nicht nutzen kann. Bei der PV ist dies nicht so der Fall, da sich der elektrische Verbrauch in Sommer nicht drastisch ändert, und auch möglicher Überschuss ans Netz übergeben werden kann (siehe dazu die Verbrauchsprofile in Abb.3.8 und Abb.3.9).

Man kann weiters beobachten, dass die größeren PV-Anlagen mehrere Profit-Möglichkeiten haben. Diese hängen auch von der installierten Solarwärmekollektorgröße ab, bzw. der Deckung der Heizwärmeenergie durch Solarwärme. Der Rest der Heizwärmeenergie, der nicht gedeckt wird, da es sich um Elektrizität als Energieträger handelt, wird zum elektrischen Verbrauch stundenrichtig dazu gezählt (siehe dazu Unterkapitel 2.1.6). Damit hat man unterschiedlich große elektrische Verbrauchsprofile, als das der Fall ist bei Be-

nutzung von Heizungsanlagen mit anderem Energieträger. Der Zuwachs an Last kommt erst später zu tragen, da es erst die minimale immer vorhandene elektrische Last zu tilgen gilt.

Bei dem betrachteten MFH Gebäude (Abb.4.3) mit Heizungsanlage mit Öl als Energieträger<sup>4</sup> sieht man, dass die PV-Anlage wirtschaftlich attraktiver ist als eine Solarkollektoranlage bei den meisten Anlagengrößen. Bei sehr kleinen Anlagengrößen bis ca  $20m^2$  ist die Solarwärmekollektoranlage wirtschaftlicher und danach PV (siehe Abb.4.3a). Die Kombination von beiden Anlagen (blaue Punkte) ist am wirtschaftlichsten bei der größten Anlagengröße, bedingt durch PV. In Abb.4.3b ist sehr gut zu erkennen, dass mit größeren installierten Flächen die spezifischen Profite der Solarwärmekollektoren stärker sinken als die spezifischen Profite von größeren PV-Anlagen, was der Grund ist, wieso die PV bei größeren Anlagen stärker zu bevorzugen ist. Den spezifischen Profiten der wirtschaftlichsten Kombination von beiden Anlagen folgen die spezifischen Profite der PV-Anlage mit einem fast konstanten Unterschied, woraus man schließen kann, dass eine immer ähnliche Größe der Solarwärmekollektoranlage in der optimalen Kombination mit PV vorhanden ist.

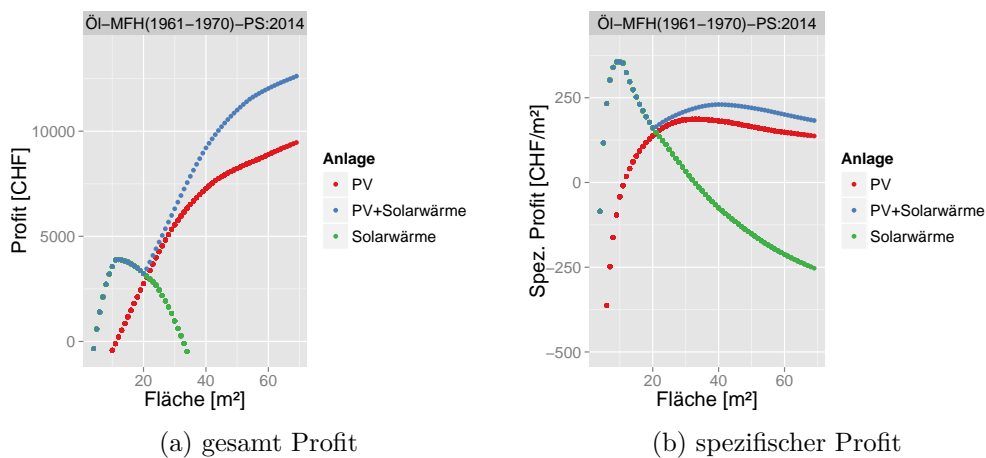


Abbildung 4.3: Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033

<sup>4</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.2 im Anhang D entnehmen.



Bei dem betrachteten MFH Gebäude (Abb.4.4) mit einer Gasheizungsanlage haben wir ähnliche Verhältnisse wie bei dem vorherigen Gebäude mit Ölheizungsanlage<sup>5</sup>. Da der Gaspreis laut dem Preisszenario (siehe Abb.3.12) höher als der Ölpreis ist, ist der Profit der Solarwärmekollektoren (siehe Abb.4.4a) bei mit Gas beheizten Gebäuden auch größer bei gleichen Anlagenrößen als bei mit Öl beheizten. Dies führt auch (da sich für PV-Anlage nichts ändert) zu größerem Anteil der Solarwärmekollektoren bei der wirtschaftlichsten Kombination. Ansonsten ist bei größeren Anlagen die PV wirtschaftlicher und bei größeren Flächen die Kombination der beiden Technologien (Solarwärme und PV) am wirtschaftlichsten.

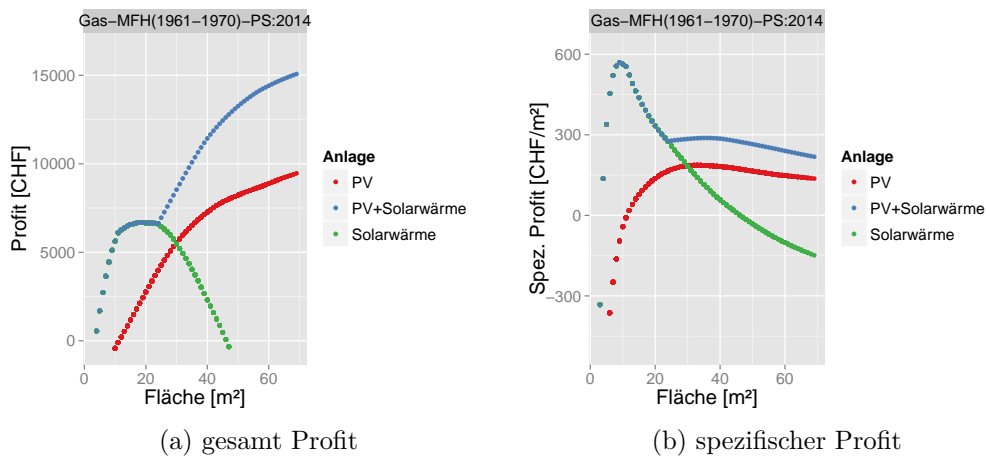


Abbildung 4.4: Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033

Bei Betrachtung der Profite für elektrische<sup>6</sup> (siehe Abb.4.5) bzw. mit Gas<sup>7</sup> (siehe Abb.4.6) beheizte EFH Gebäude ist die Form ähnlich wie bei MFH, aber die Amplituden sind kleiner, da der Eigenverbrauch kleiner ist und die Kosten sich gleichen. Die maximal möglich installierbare Fläche ist auch kleiner. Bei elektrisch beheizten (keine Wärmepumpen!) EFH sind Solarwärmekollektoren wirtschaftlicher.

<sup>5</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.3 im Anhang D entnehmen.

<sup>6</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.4 im Anhang D entnehmen.

<sup>7</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.5 im Anhang D entnehmen.

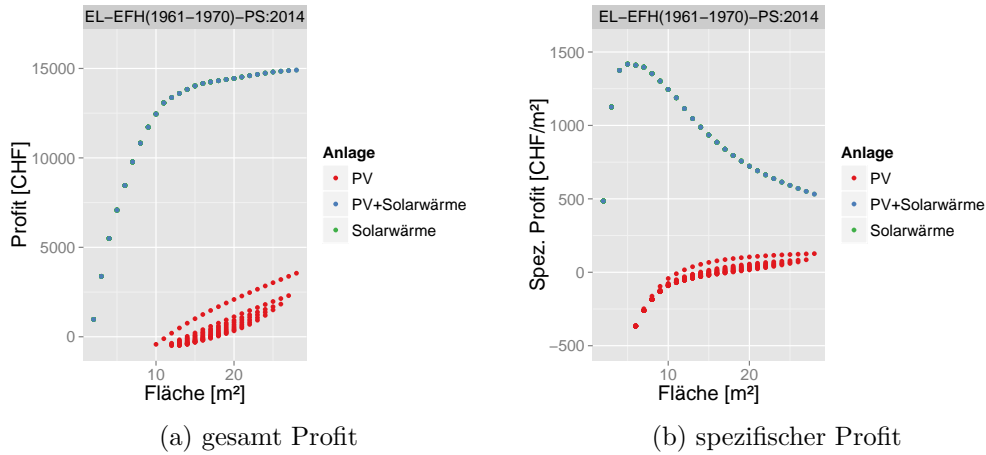


Abbildung 4.5: Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das EFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033

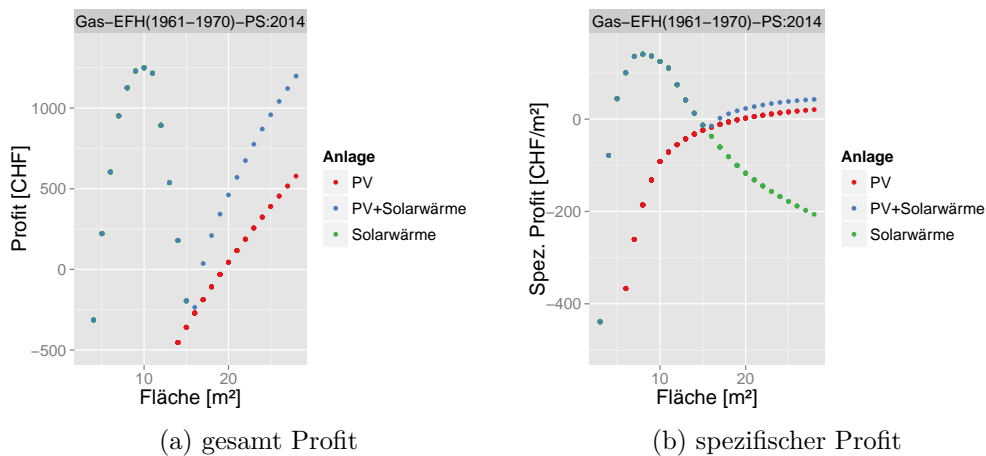


Abbildung 4.6: Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das EFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033

Bei mit Gas beheizten EFH ist Solarwärme am wirtschaftlichsten bei ca. 33% der nutzbaren Fläche, und ansonsten verringert sich die Wirtschaftlichkeit erheblich. Bei PV ist zu sehen, dass die PV-Anlage bei der größtmögli-

chen Fläche am wirtschaftlichsten ist (siehe auch Abb.4.6a).

## 4.2 Sensitivitäten

Im nächsten Unterkapitel werden Variationen der unterschiedlichen Parameter vorgenommen und der Verlauf der Profite bei Installation der PV, der Solarwärmekollektoren bzw. deren optimale Kombination näher betrachtet, um die Ergebnisse bei dem gesamten Gebäudebestand besser zu verstehen und nachzuvollziehen, wovon das Optimum abhängt.

### 4.2.1 Sensitivitäten auf einem Gebäude

In der Abb.4.7 ist zu erkennen wie sich der Profit für unterschiedlich installierte Flächen mit Änderung des Rückspeisetarifs ändert. Wie erwartet hat der Rückspeisetarif keinen Einfluss auf die Solarwärme, nur für den Solarstrom (PV). Es ist weiters zu erkennen, dass sich der Profit erst ab einer bestimmten installierten PV-Fläche ändert, wenn der minimale immer vorhandene Stromlastverbrauch (siehe auch Abb.3.9) kleiner ist als die Stromproduktion durch die PV-Anlage.

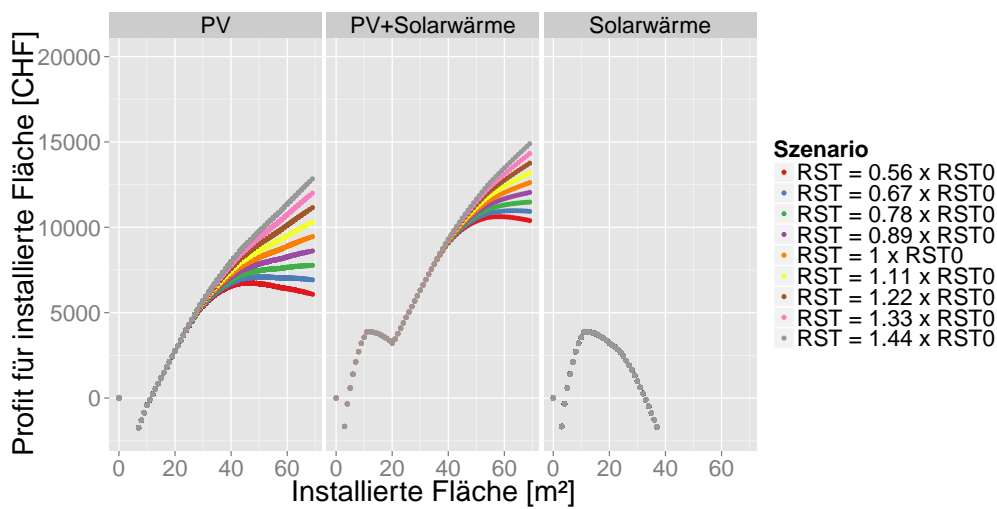


Abbildung 4.7: Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung des Rückspeisetarifs  $RST$  von den angenommenen im Basisszenario  $RST_0$  um einen Faktor

Das resultierende optimale Verhältnis ändert sich dadurch auch erst bei Anlagen mit größeren Flächen für unterschiedliche Rückspeisetarife<sup>8</sup>.

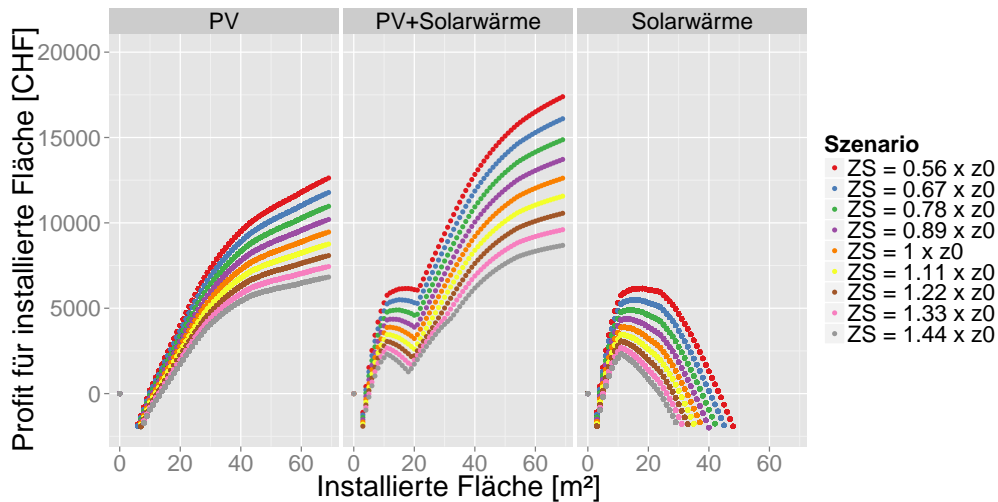


Abbildung 4.8: Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung des Zinssatzes  $ZS$  von den angenommenen im Basisszenario  $z_0$  um einen Faktor

In der Abb.4.8 ist die Änderung der Profite mit Variieren des Zinssatzes für das ausgewählte Gebäude dargestellt<sup>9</sup>. Bei beiden Anlagenarten, sowohl bei PV, als auch bei Solarwärmekollektoren, hängt der resultierende wirtschaftliche Profit von dem Zinssatz ab (Barwertmethode!). Bei kleineren Zinssätzen ist die Wirtschaftlichkeit größer. Da die optimale wirtschaftliche Kombination aus beiden Anlagen (Solarwärmekollektoren und PV) bei der größtmöglichen Fläche am wirtschaftlichsten ist, dadurch profitiert eine Kombination der beiden Technologien noch mehr und durch die Zinsänderung ändert sich der Profit stärker als die alleinige Einsetzung der beiden. Insgesamt ist die Sensitivität des wirtschaftlichen Profits bei optimalem Einsatz (bzw. Kombination der Solarwärme und PV) größer bei der Änderung des Zinssatzes als bei der Änderung des Rückspeisetarifs (Vergleiche Abb.4.8 und Abb.4.7).

<sup>8</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.6 im Anhang D entnehmen.

<sup>9</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.7 im Anhang D entnehmen.

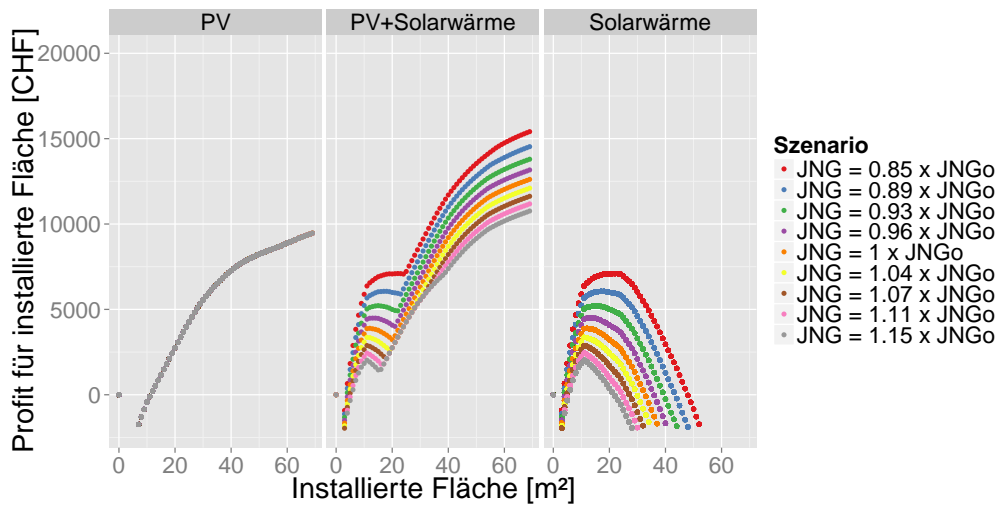


Abbildung 4.9: Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung des Jahresnutzungsgrades  $JNG$  von den angenommenen im Basisszenario  $JNG_0$  um einen Faktor

Bei der Änderung des Jahresnutzungsgrades der Heizungsanlage (siehe Abb.4.9) reagiert wirtschaftlicher Profit der Solarwärmekollektoranlage sehr sensibel<sup>10</sup>. Für bessere Jahresnutzungsgrade werden die Solarwärmekollektoren weniger attraktiv und für schlechtere wiederum attraktiver. Mit anderen Worten gesagt, die Solarwärme ist wirtschaftlich attraktiver bei Gebäuden mit älteren Heizanlagen als bei Gebäuden mit neueren und effizienteren Heizungsanlagen. Beim Vergleichen (vergleiche Änderung um Faktor 0.89 jeweils) der Änderung des Jahresnutzungsgrades (siehe Abb.4.9) mit der Änderung des Rückspeisetarifs (siehe Abb.4.7) und des Zinssatzes (siehe Abb.4.8) erkennt man, dass wirtschaftlicher Profit der optimalen Kombination von Solarwärmekollektoren und PV am stärksten auf Veränderung der Jahresnutzungsgrade reagiert.

<sup>10</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.8 im Anhang D entnehmen.

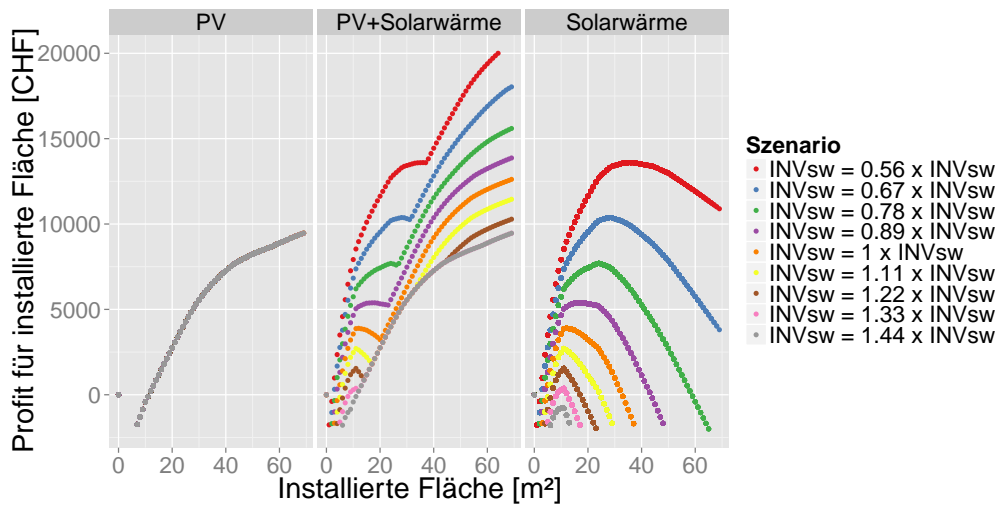


Abbildung 4.10: Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung der Kosten der Solarwärmekollektoren  $INV_{sw}$  von den angenommenen im Basisszenario um einen Faktor

Bei der Änderung der Kosten der Solarwärmekollektoranlage (siehe Abb.4.10) ändert sich die Wirtschaftlichkeit der Solarwärme am stärksten<sup>11</sup>. Die Solarwärme ist bei kleineren Kosten auch bei größeren Anlagen wirtschaftlich. Es ist auch zu erkennen, dass sich die Solarwärme bei dem betrachteten MFH Gebäude unter angenommenen Kosten und Preisszenario bei Verteuerung von nur 22% als unwirtschaftlich erweist, was die alleinige Nutzung der PV-Anlage empfehlen würde.

Die betrachteten Effekte der Parameteränderung werden wir im nächsten Unterkapitel 4.2.2, an allen EFH und MFH Gebäuden (die mit INVERT\EE-Lab modelliert wurden) sehen, bzw. deren Einfluss auf den wirtschaftlich optimalen Einsatz der Solarwärmekollektoren und PV.

<sup>11</sup>Die entsprechende Abbildung der Flächen der Solarwärme und PV bei optimaler Kombination kann man der Abb.D.9 im Anhang D entnehmen.

### 4.2.2 Sensitivitäten auf ausgewählte Parameter des gesamten EFH und MFH Gebäudebestandes

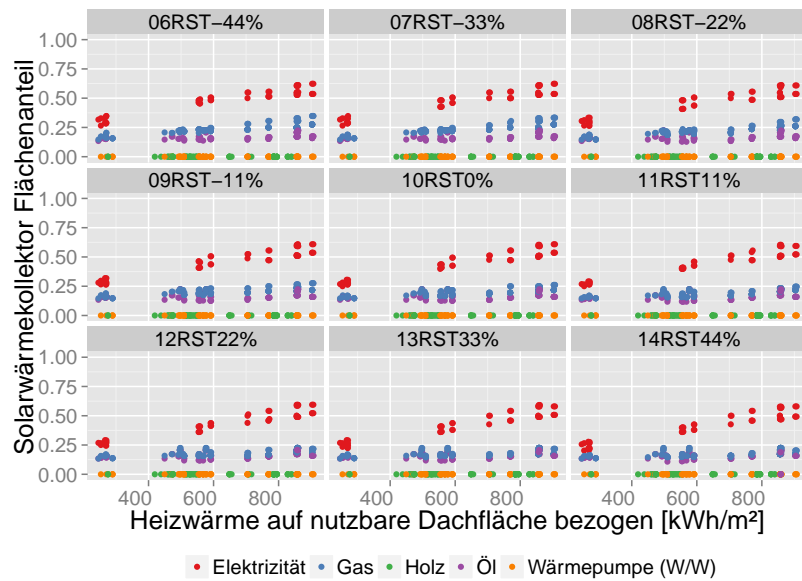
Wir haben im vorherigen Unterkapitel gesehen, wie sich die Änderung der ausgewählten Parameter (Rückspeisetarif, Zinssatz, Jahresnutzungsgrad, Kosten) an einem MFH Gebäude mit Ölheizung auswirkt. Das erworbene Wissen nutzen wir in diesem Unterkapitel um die Sensitivitäten besser zu deuten. Es werden die gleichen Sensitivitäten angewendet, aber diesmal an allen Gebäuden in INVERT\EE-Lab definierten Gebäudesegmenten. Die Gebäudesegmente mit unterschiedlichen Heizungsanlagen sind mit jeweils unterschiedlichen Farben dargestellt.

#### Rückspeisetarif Änderung - Sensitivität

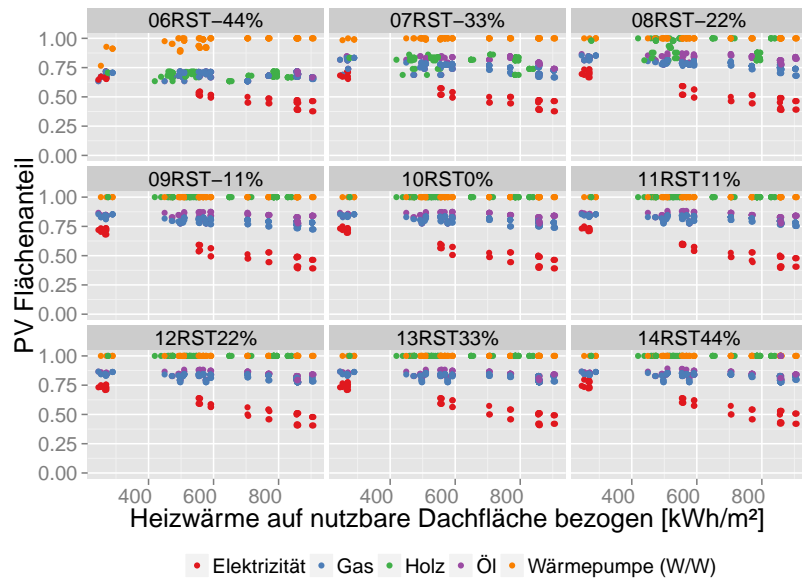
Es ist zu erkennen, dass der Rückspeisetarif (siehe Abb.4.11) bei MFH nur geringen Einfluss auf das optimale Verhältnis von den Technologien hat, da durch die Einmalvergütung sich das optimale Verhältnis einstellt und sehr träge ist. Man kann erkennen, dass auch eine weitere Absenkung des Rückspeisetarifs keinen starken Einfluss auf das Verhältnis hat. Trotzdem kann man bei Gebäuden mit elektrischen Gas- und Ölheizungsanlagen die Tendenz erkennen, dass sich die Erhöhung des Rückspeisetarifs negativ auf den Sonnenwärmekollektorflächenanteil auswirkt. Bei MFH Gebäuden mit elektrischen Heizungen erkennt man, dass eine Kombination von ca.25% Solarwärme (siehe Abb.4.11a) und 75% PV (siehe Abb.4.11b) bei Gebäuden mit kleinerer spezifischer Heizwärme (bezogen auf die nutzbare Dachfläche) am wirtschaftlichsten ist und bei Gebäuden mit größerer dann eine Kombination von 50% zu 50%. Bei MFH Gebäuden mit Gasheizungen ist der Anteil der Solarwärme von 20 bis 25% am wirtschaftlichsten und bei ölbeheizten Gebäuden etwa 1 bis 5% weniger. Ansonsten ist bei MFH Gebäuden, die mit anderen Energieträgern beheizt werden, nur PV am wirtschaftlichsten. Wenn man sich die Sensitivitäten der Anteile von PV und Solarwärme aufgrund der Änderung des Rückspeisetarifs bei EFH anschaut (siehe Abb.4.12), erkennt man ähnlich zu MFH, dass sich nicht viel am Anteil ändert, nur dass ab einer gewissen Erhöhung des Rückspeisetarifs (siehe Abb.4.11a) die Solarwärme bei gasbeheizten EFH nicht am wirtschaftlichsten ist. Bei EFH beheizt mit anderen Energieträgern (außer elektrisch und Gas) ist für alle geänderten Rückspeisetarife die alleinige Einsetzung von PV<sup>12</sup> am wirtschaftlichsten.

---

<sup>12</sup>Es sind in der Abb.4.11a zwei Gebäudesegmente mit Wärmepumpen bei großem spezifischem Heizwärmeverbrauch zu erkennen, aber bei diesen handelt es sich um Gebäude, die mit sehr schlechten Jahresnutzungsgraden simuliert wurden (unter 1.5, statt über 3), was eher unrealistisch ist, deswegen wird das nicht mehr angesprochen.



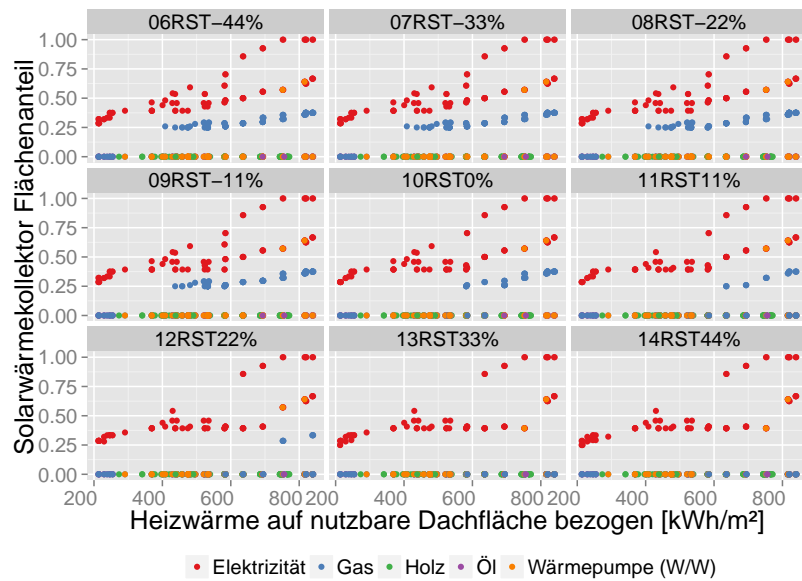
(a) MFH - Solarwärmekollektoranteil



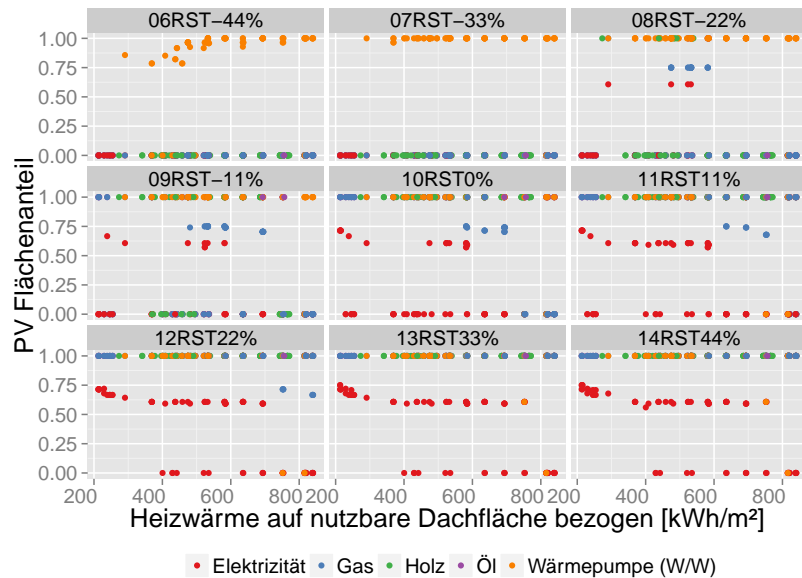
(b) MFH - PV-Anteil

Abbildung 4.11: Rückspeisetarifsensitivität bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche





(a) EFH - Solarwärmekollektoranteil



(b) EFH - PV-Anteil

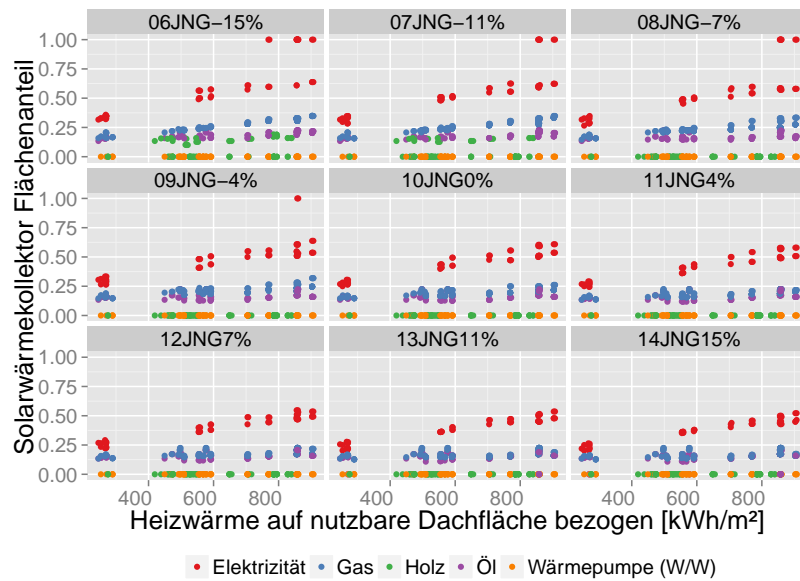
Abbildung 4.12: Rückspeisetarifsensitivität bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche

Es ist auch zu erkennen, dass bei elektrisch beheizten EFH überwiegend nur Solarwärme wirtschaftlicher ist, und dass es sich sogar bei manchen EFH, wo die Solarwärme einen gewissen Anteil erreicht, nicht mehr lohnt PV zu installieren, da die angenommenen Investitionskosten bei kleinen PV-Anlagen zu hoch wären (Anmerkung: die möglich nutzbare Fläche bei EFH ist klein und bei diesen Rechnungen in der Größenordnung von  $20 - 30m^2$  siehe auch zB. Abb.4.6).

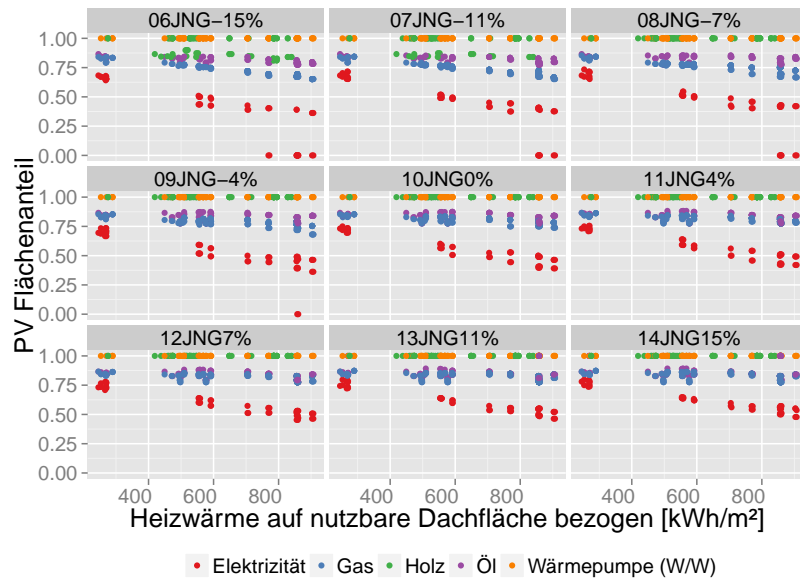
### **Jahresnutzungsgrad Änderung - Sensitivität**

In der Abb.4.13 sind optimal wirtschaftlichste Kombinationen der Flächenanteile der Solarwärmekollektoren und PV für unterschiedliche Änderungen des Jahresnutzungsgrades für MFH Gebäudesegmente dargestellt. Es ist leicht zu erkennen, dass bei einer Verschlechterung von 11% des Jahresnutzungsgrades auch ein Flächenanteil von Solarwärmekollektoren in der wirtschaftlichsten Kombination der Solarwärme und PV bei MFH Gebäuden, die mit Holz beheizt sind, vorhanden ist (siehe Abb.4.13a). Ansonsten führt außer bei elektrisch beheizten MFH Gebäuden die Verschlechterung des Jahresnutzungsgrades nicht zu einem viel größeren Anteil von Solarwärme bei mit Öl und Gas beheizten MFH Gebäuden. Der Anteil bleibt bei ca. 20 bis 25%. Umgekehrt ausgedrückt: eine Verbesserung des Jahresnutzungsgrades führt zu einem kleineren Flächenanteilen von Solarwärme, bzw. zu keinem Anteil. In anderen Worten, mit dem Tausch von Heizanlagen, bzw. durch Installation neuerer und effizienterer Heizanlagen wird die Wirtschaftlichkeit der Solarwärme vermindert. Durch die Anlagen mit besseren und größeren Jahresnutzungsgraden wird die Wirtschaftlichkeit der PV, die ohnehin größer ist, noch mehr verstärkt (siehe auch Abb.4.13b).

Bei EFH Gebäuden ist die Wirtschaftlichkeit von PV, auch bei allen angenommenen Änderungen des Jahresnutzungsgrades, größer als die von Solarwärmekollektoren (siehe Abb.4.14). Erst bei Verschlechterung von 15% des Jahresnutzungsgrades (siehe Abb.4.14a) wird auch ein Flächenanteil der Solarwärmekollektoren von ca.25%, bei Öl beheizten Gebäuden mit sehr großem spezifischem Heizwärmeverbrauch (bezogen auf die nutzbare Dachfläche), in der Kombination von PV am wirtschaftlichsten. Ansonsten im Gegensatz: schon bei Verbesserung von 11% des Jahresnutzungsgrades wird bei keinen EFH Gebäuden, außer bei elektrisch beheizten, der Einsatz von Solarwärme wirtschaftlich, wenn wir es mit PV in Kombination betrachten.

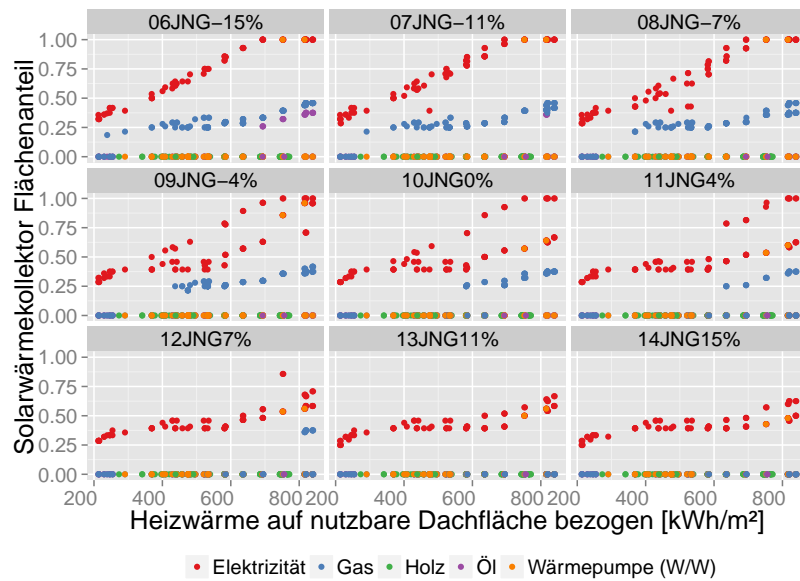


(a) MFH - Solarwärmekollektoranteil

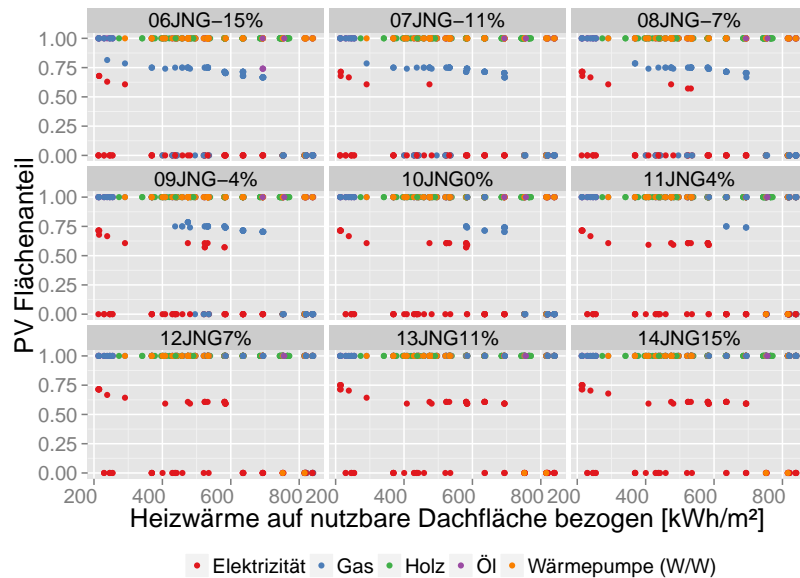


(b) MFH - PV-Anteil

Abbildung 4.13: Jahresnutzungsgradsensitivität bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche



(a) EFH - Solarwärmekollektoranteil



(b) EFH - PV-Anteil

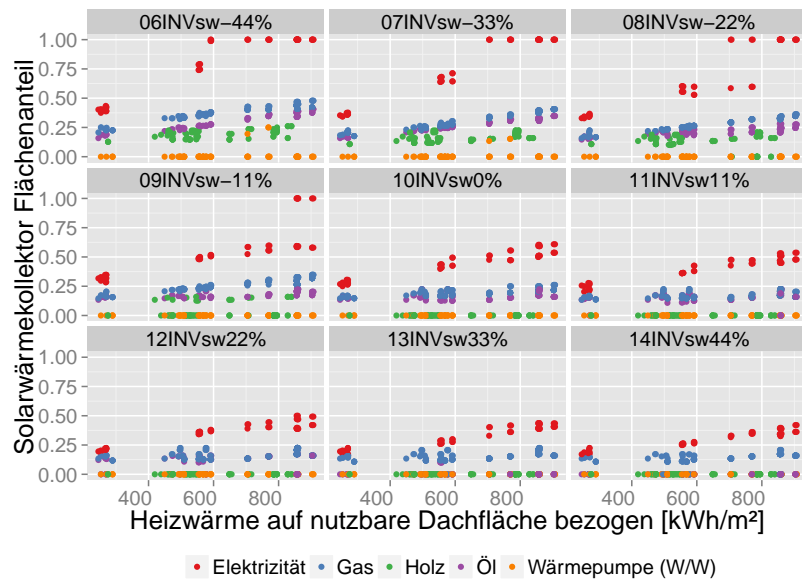
Abbildung 4.14: Jahresnutzungsgradsensitivität bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche

### Änderung der Kosten der Solarwärmekollektoren - Sensitivität

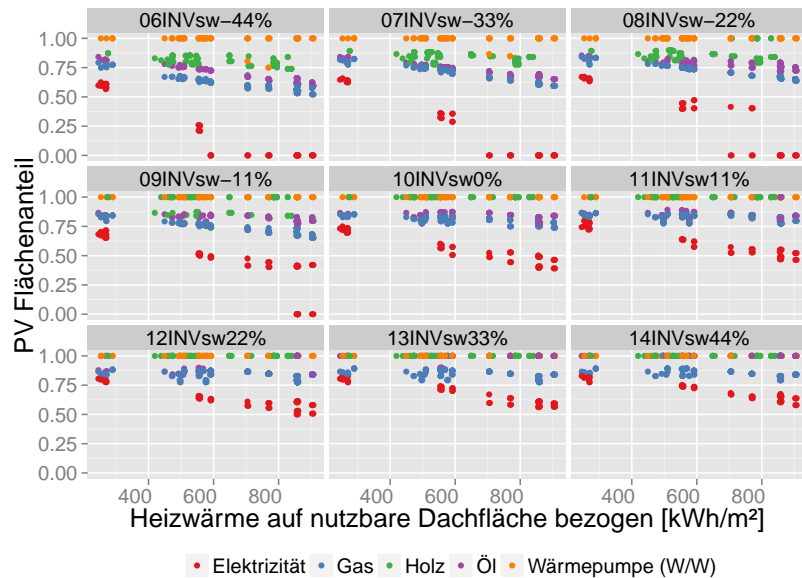
In Abb.4.15 und Abb.4.16 sind die Änderungen der wirtschaftlich optimalen Flächenanteile der Solarwärme und PV in Kombination mit geänderten Kosten der Solarwärme dargestellt. Die Kosten wurden sukzessive um 11%, 22%, 33%, und 44% vergrößert, bzw. vermindert. Bei Solarwärmekollektorkosten handelt es sich um die gesamten anfallenden Nettokosten: Investitionskosten, alle anfallenden Betriebskosten umgerechnet auf das Anfangsjahr, allesamt abzüglich der angenommenen Förderungen (siehe auch Unterkapitel 2.1.5). Die Reduzierung der Nettobeträge der Solarwärmekosten bei MFH Gebäuden (siehe Abb.4.15a) führt zur Erhöhung des Flächenanteils der Solarwärme bei allen Gebäudesegmenten, außer bei den mit Wärmepumpen beheizten Gebäuden. Weiters kann man auch erkennen, dass auch eine Reduzierung der Nettokosten der Solarwärme sogar um 44% nicht zu größerem Solarwärmeflächenanteil als 50% bei MFH Gebäuden beheizt mit Öl, Gas und Holz führen. Nur bei elektrischen MFH Gebäuden mit hohem spezifischem Heizwärmeverbrauch (bezogen auf die nutzbare Dachfläche) gibt es Gebäudesegmente mit ausschließlichem Solarwärmekollektoreinsatz bei sehr reduzierten Nettokosten. Eine weitere interessante Tatsache ist zu bemerken: bei Gebäuden mit kleinerem spezifischem Heizwärmeverbrauch, d.h. unter  $400kWh/m^2$ , was neuen bzw. sanierten Gebäuden entsprechen würde (wird noch im Unterkapitel 4.3 bei INVERT\EE-Lab Ergebnissen noch näher angesprochen), beträgt der wirtschaftlich optimale Flächenanteil der Solarwärme nicht über 25%, außer bei elektrisch beheizten Gebäuden, auch wenn die Nettokosten um 44% reduziert wären. Bei nur geringeren Erhöhung der Nettokosten kommt es bei elektrisch beheizten MFH Gebäuden schnell zur Verminderung des Solarwärmekollektorflächenanteils unter 50%, bzw. bei MFH beheizt mit anderen Energieträgern zum Verschwinden der Anteile. Es bleibt nur bei mit Gas beheizten MFH ein Anteil von ca. 20% erhalten.

Der Einsatz der PV ist überall am wirtschaftlichsten (siehe Abb.4.15b), außer bei elektrisch beheizten MFH Gebäuden mit noch reduzierten Nettokosten und großem spezifischem Heizwärmeverbrauch.

Wenn man die gleiche Situation bei EFH Gebäuden (siehe Abb.4.16a) betrachtet, kommt der Solarwärmekollektorflächenanteil bei EFH, die mit Holz beheizt sind, erst bei einer Reduzierung von ca. 44% vor und das nur bei Gebäuden mit großem spezifischem Heizwärmeverbrauch. Anders gesagt: bei sehr kleiner Erhöhung der Nettokosten (sogar um 11%) kommt kein Anteil der Solarwärme, außer bei EFH Gebäuden, die elektrisch beheizt sind, im wirtschaftlichen Optimum unter den beschriebenen Rahmenbedingungen vor.

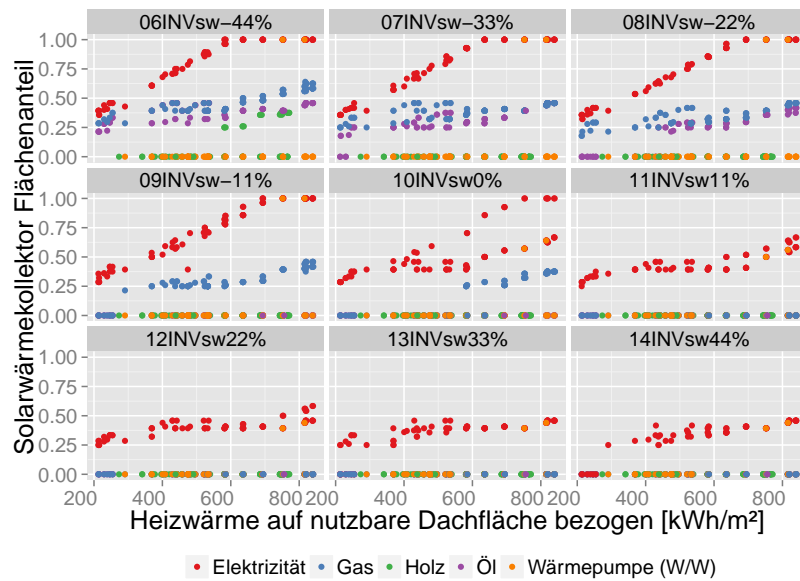


(a) MFH - Solarwärmekollektoranteil

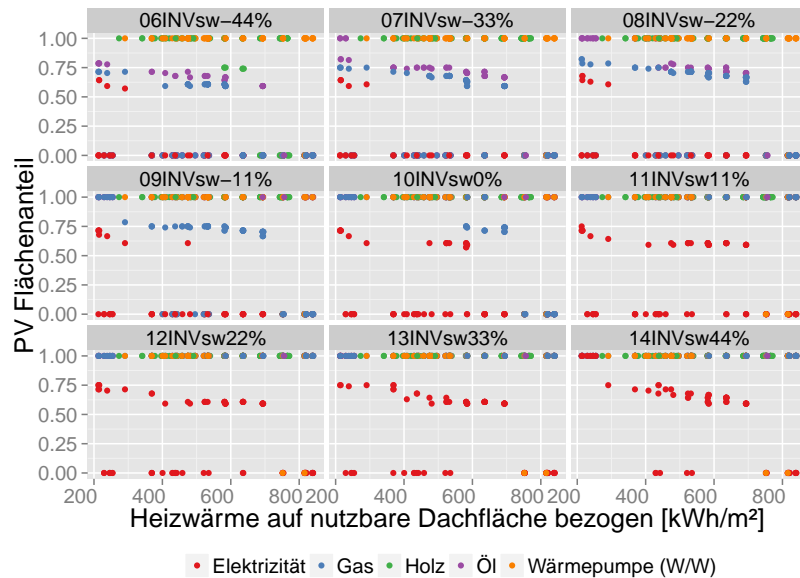


(b) MFH - PV-Anteil

Abbildung 4.15: Kostensensitivität in Bezug auf Solarthermie-Kollektoren bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche



(a) EFH - Solarwärmekollektoranteil



(b) EFH - PV-Anteil

Abbildung 4.16: Kostensensitivität in Bezug auf Solarthermie-Kollektoren bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche

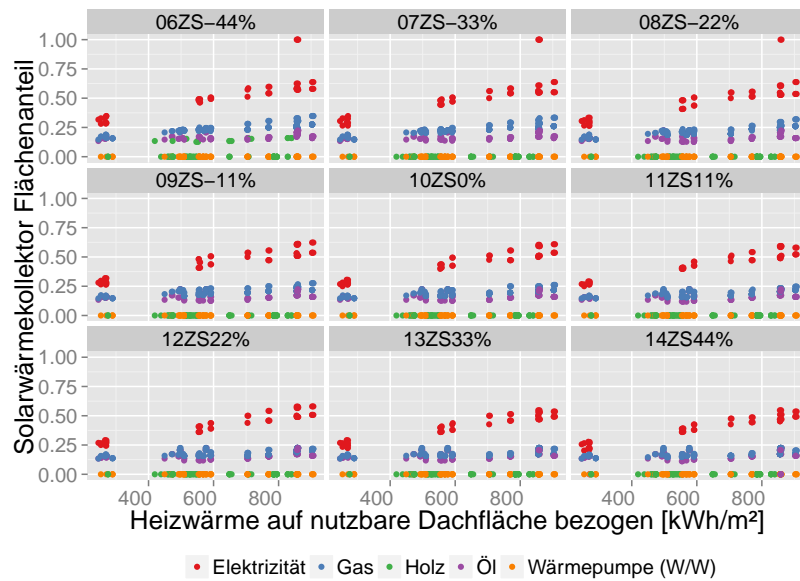
Die höheren Kosten, bzw. Unsicherheiten der Investitionskosten für die Solarwärmekollektoren schließen den Einsatz der Solarwärme bei EFH aus, wenn man die PV und Solarwärme rein wirtschaftlich betrachtet. Aber man sieht auch, dass bei einer Erhöhung der Nettokosten um 44% ein Anteil der Solarwärme bei elektrisch beheizten Gebäuden, die großen spezifischen Heizwärmeverbrauch haben, vorkommt. Es ist aber zu sehen, dass auch bei der Erhöhung der Nettokosten um 44% kein Anteil der Solarwärme bei elektrisch beheizten Gebäuden mit kleinem spezifischem Heizwärmeverbrauch (bzw. bei neuen und sanierten EFH Gebäuden) vorkommt.

### **Zinssatz Änderung - Sensitivität**

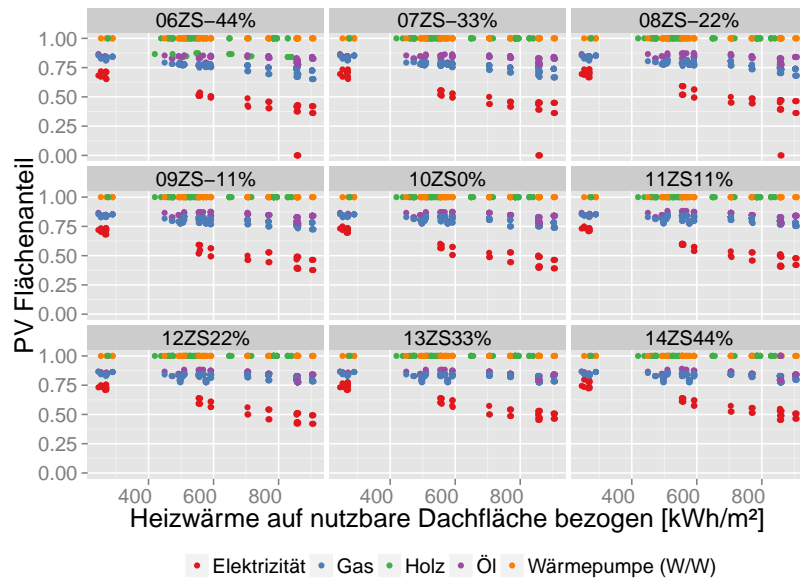
Bei Änderung des Zinssatzes (festgelegt im Basisszenario - 3%) ändert sich der Solarwärmeflächenanteil (siehe Abb.4.17) bei der wirtschaftlichsten Kombination der Solarwärme und PV bei MFH Gebäuden sehr wenig. Erst bei einer Verminderung des Zinssatzes um 44% (siehe Abb.4.17a), wird auch ein Anteil von unter 20% bei MFH Gebäuden, die mit Holz beheizt sind, optimal wirtschaftlich. Wie vorher ist der Einsatz der PV wirtschaftlicher und der Einsatz der PV im Großteil optimaler (siehe Abb.4.17b).

Die Änderung des Zinssatzes bei EFH Gebäuden (siehe Abb.4.17) führt nicht bei anderen Gebäuden als den elektrisch oder mit Gas beheizten zu einer wirtschaftlicheren Nutzung der Solarwärme (siehe Abb.4.17a). Die Erhöhung des Zinssatzes führt aber auch bei manchen EFH Gebäudesegmenten dazu, dass auch PV (unter den festgelegten Annahmen) nicht wirtschaftlich ist.



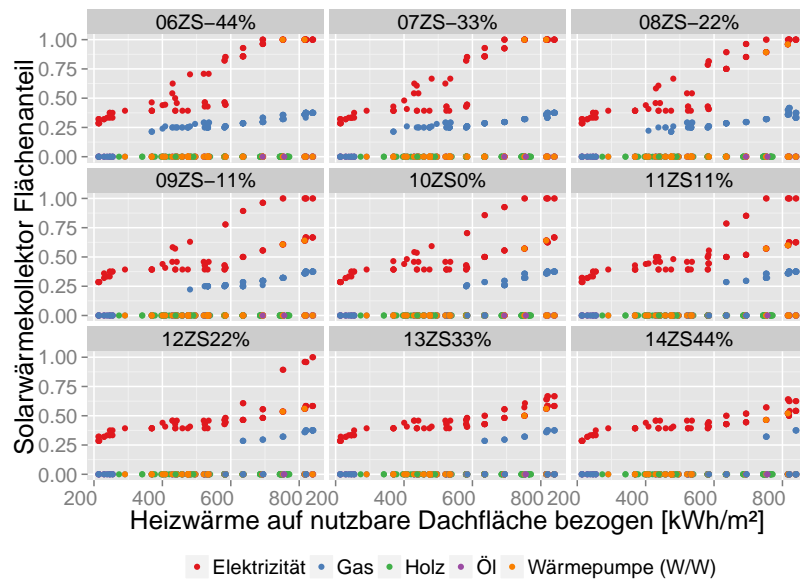


(a) MFH - Solarwärmekollektoranteil

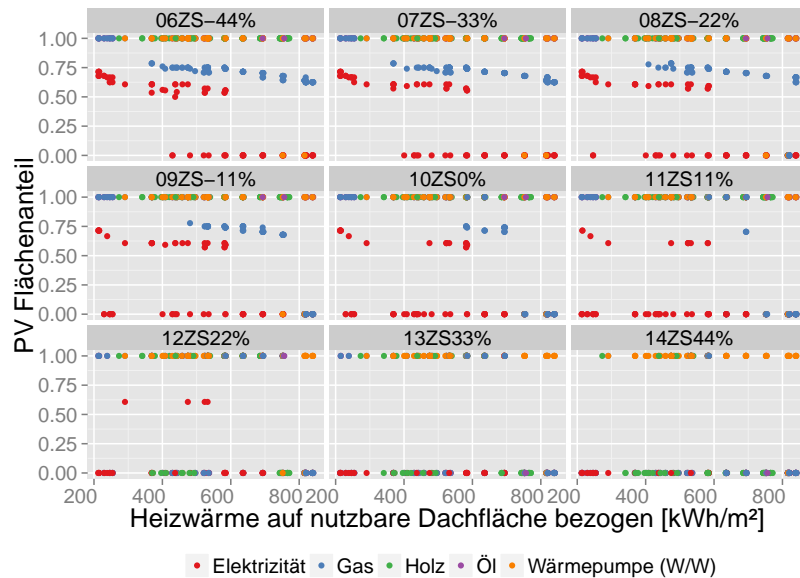


(b) MFH - PV-Anteil

Abbildung 4.17: Zinssatzsensitivität bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche



(a) EFH - Solarwärmekollektoranteil



(b) EFH - PV-Anteil

Abbildung 4.18: Zinssatzsensitivität bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit von Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche

### 4.3 Solarthermie Ergebnisse mit INVERT\EE-Lab

In diesem Unterkapitel werden wir uns die Berechnungen des Solarwärmeflächenanteils mittels des Modells INVERT\EE-Lab näher anschauen und die Unterschiede zu den Ergebnissen, die mit dem in dieser Arbeit verwendeten Modell gewonnen wurden, verdeutlichen. Die Ergebnisse in Abb.4.19 sind die Flächenanteile der Solarwärmekollektoren im ersten Szenariojahr<sup>13</sup> 2012. Es sind die historisch modellierten Werte und die vom Modell gerechneten gegenübergestellt. Man kann gleich erkennen, dass die Gebäudesegmente, die spezifischen Heizwärmeverbrauch (bezogen auf die nutzbare Dachfläche) unter  $500\text{kWh}/\text{m}^2$  haben, die Gebäude darstellen, die von dem Modell gerechnet wurden, bzw. sanierte oder neue und effizientere Gebäude sind. Wieso es auch bei den mit dem Modell berechneten Gebäudesegmenten weitere Gebäude mit hohem spezifischem Heizwärmeverbrauch gibt, liegt darin begründet, dass nicht alle Gebäude gleich und gut saniert werden können, sondern bei manchen nur ein Heizungssystemtausch vollzogen wurde. Es ist auch zu beachten, dass die Punkte nur unterschiedliche Gebäudesegmente (siehe Unterkapitel 2.3) und nicht die Gebäudeanzahl darstellen. In Abb.4.19 kann man klar sehen, dass INVERT\EE-Lab bei allen Energieträgern gewisse Anteile der Solarwärme zurechnet. Dies ist sogar bei Wärmepumpen der Fall, die in den vorherigen Unterkapiteln mit dem in dieser Arbeit gemachtem Modell, nicht für unterschiedliche Änderungen der ausgewählten Parameter, vorkamen (nur für zwei erwähnte Gebäudesegmente mit fast unrealistischen Jahresnutzgraden). Weiters ist zu beobachten, dass für gleichen spezifischen Heizwärmebedarf unterschiedliche Flächenanteile vergeben sind. Dies kommt von dem modellbedingten Logit-Ansatz, der jeder Technologie auch einen Marktanteil gibt. Die Verteilung der Ergebnisse kann man in dem Szenariojahr 2020 noch besser erkennen (siehe Abb.4.20), da es später noch bei mehr Gebäuden zum Heizungsaustausch kommt, da das Technologiewachstum durch die Technologiediffusion auch modellbedingt begrenzt ist. Der Grund, wieso bei elektrisch beheizten Gebäuden wenige Gebäudesegmente mit Solarwärme vorkommen, liegt darin, dass wenige elektrische Heizungsanlagen (elektrische Widerstandskörper, nicht die Wärmepumpen) in Zukunft laut dem gerechneten Szenario eingesetzt werden (siehe auch Abb.3.6).

---

<sup>13</sup>Der gesamte schweizerische Wohngebäudebestand vom Jahr 2011 wurde in INVERT\EE-Lab abgebildet und das Raumwärme- und Warmwasser-Szenario bis 2030 gerechnet (siehe Unterkapitel 3.4).

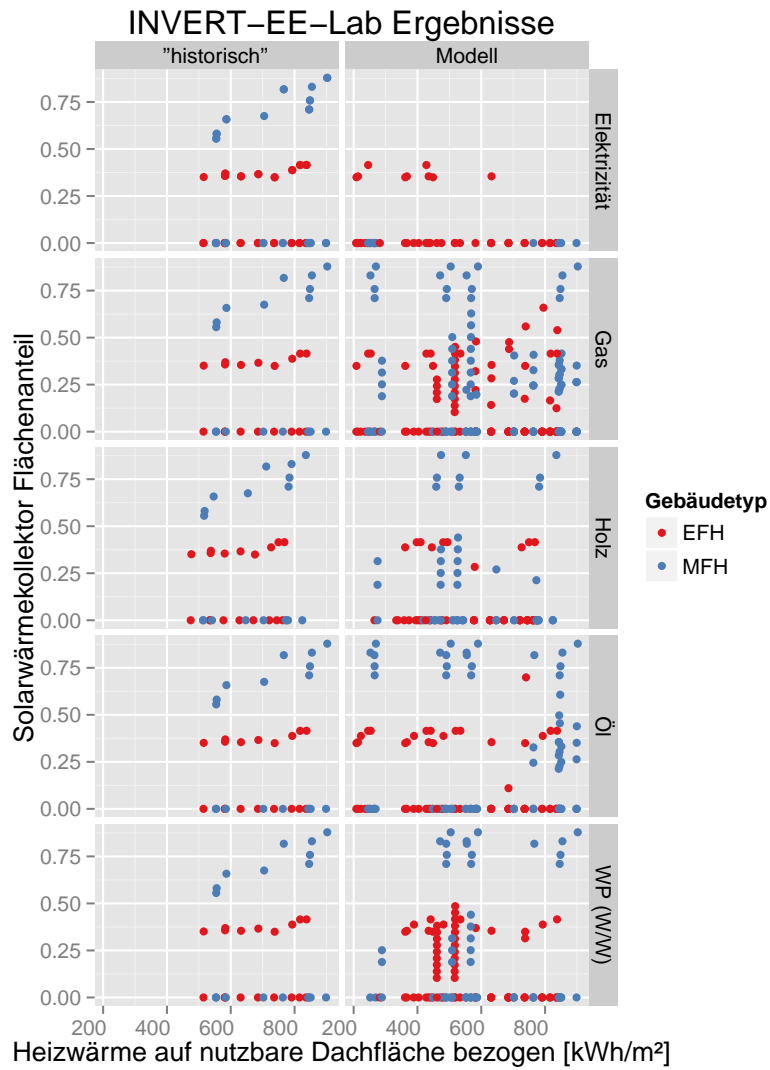


Abbildung 4.19: Solarwärmekollektorflächenanteil bezogen auf die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche bei EFH- berechnet mit INVERT\EE-Lab bzw. angenommen für den Ausgangszustand

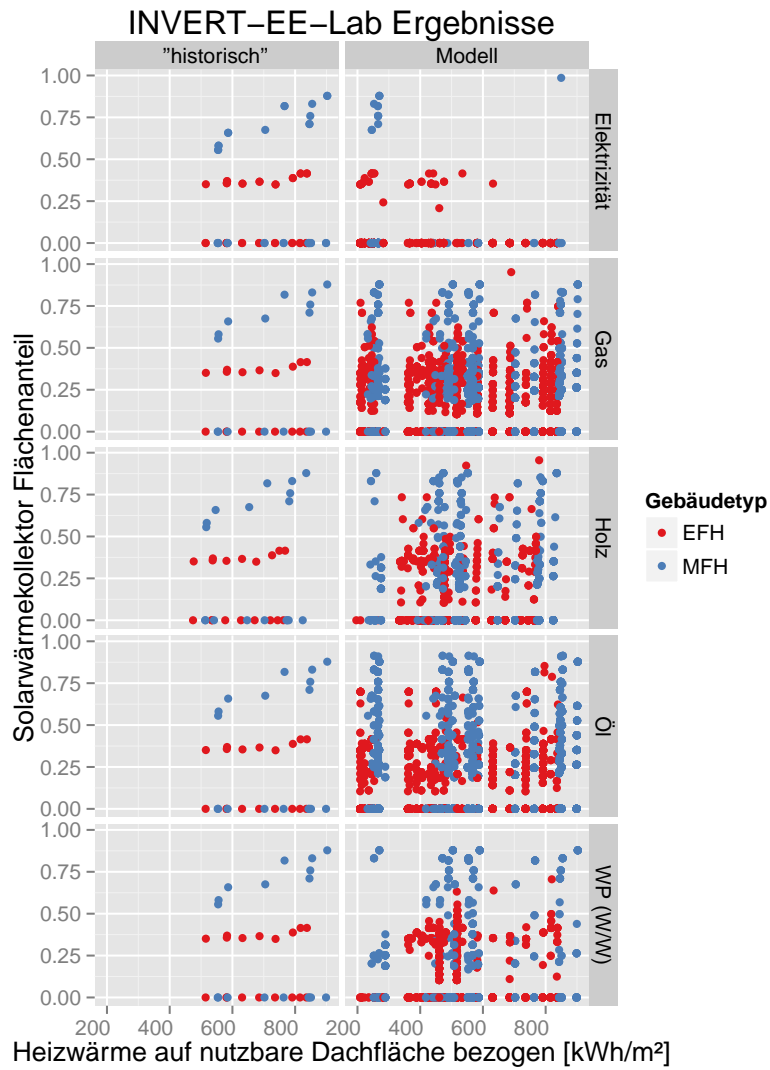


Abbildung 4.20: Szenariojahr 2020: Solarwärmekollektorflächenanteil bezogen auf die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche bei MFH- berechnet mit INVERT\EE-Lab bzw. angenommen für den Ausgangszustand

## 4.4 Gegenüberstellung der Ergebnisse der zwei Methoden

Um die Ergebnisse aus dem in dieser Arbeit entwickelten Ansatz und die Ergebnisse aus INVERT\EE-Lab zu vergleichen, werden die Ergebnisse aus dem INVERT\EE-Lab für das Jahr 2014 genommen, da mit dem Preisszenario 2014 bis 2033 in entwickeltem Ansatz gerechnet wurde. Weiters wurden die angenommenen "historischen", sowie die INVERT\EE-Lab Modellergebnisse für Gebäudesegmente, die keinen Solarwärmekollektorflächenanteil haben, herausgenommen (bzw. nicht in der Abbildung dargestellt), da sie weniger für den Vergleich interessant sind (siehe nochmals Abb.4.20). Die Punkte in der Abb.4.21, wo die erwähnten Ergebnisse verglichen werden, stellen die Gebäudesegmente dar, und die jeweilige Größe des Punktes entspricht der Gebäudeanzahl, die das Gebäudesegment repräsentiert. Da der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz für gleiche Gebäudecharakteristika auch gleiche Lösungen gibt, wird die Größe der Punkte mit Mittelwert<sup>14</sup> der INVERT\EE-Lab Ergebnisse dargestellt<sup>15</sup>.

Das erste, was auffällt, ist, dass bei INVERT\EE-Lab Ergebnissen auch in vielen Gebäudesegmenten Solarthermie-Anteile für Gebäude beheizt mit Holz und Wärmepumpe aufscheinen. In dem in dieser Arbeit entwickelten Ansatz kommt bei diesen zwei Energieträgern im Basisszenario kein Solarthermie-Anteil (außer die zwei Gebäudesegmente mit extrem schlechten Jahresnutzungsgraden) vor. Ein Unterschied ist auch, dass der Anteil der Solarwärme bei EFH bei einigen Segmenten bei INVERT\EE-Lab über 50% ist, wobei er bei dem Modell bei Gas und Öl nicht über 25% steigt (nur bei elektrisch beheizten EFH Gebäuden). Weiters ist zu erkennen, dass dadurch, dass die elektrische Heizung bei sanierten bzw. renovierten und neugebauten Gebäuden weniger eingesetzt wird (siehe auch Abb.3.6), der Anteil der Gebäude ausgestattet mit den Solarwärmekollektoren, die elektrisch beheizt sind, kleiner ist im Gegensatz zur gesamten Anzahl der Gebäude, die Solarwärme aktiv nutzen (nach Rechnungen in dieser Arbeit ist aber am wirtschaftlichsten bei diesen Gebäuden die Solarwärme einzusetzen). Es ist auch wichtig zu erwähnen, dass bei Ergebnissen mit INVERT\EE-Lab keine direkte Abhängigkeit des Solarwärmeanteils mit dem spezifischen Heizwärmeverbrauch (bezogen auf die nutzbare Dachfläche) erkennbar ist. Ein Grund wird womöglich auch darin liegen, dass modellbedingt die Solarwärme nur bei Gebäuden installiert

---

<sup>14</sup>Mittelwert wird berechnet, in dem die Anzahl der Gebäude mit der Anzahl der Gebäudesegmente von INVERT\EE-Lab Ergebnissen durch dividiert wird.

<sup>15</sup>Bei INVERT\EE-Lab (Nested Logi-Modell Ansatz) kann es auch bei gleichen Gebäudecharakteristika zu unterschiedlichen Lösungen kommen

wird, die saniert werden oder bei denen ein Heizungssystemtausch vorkommt.

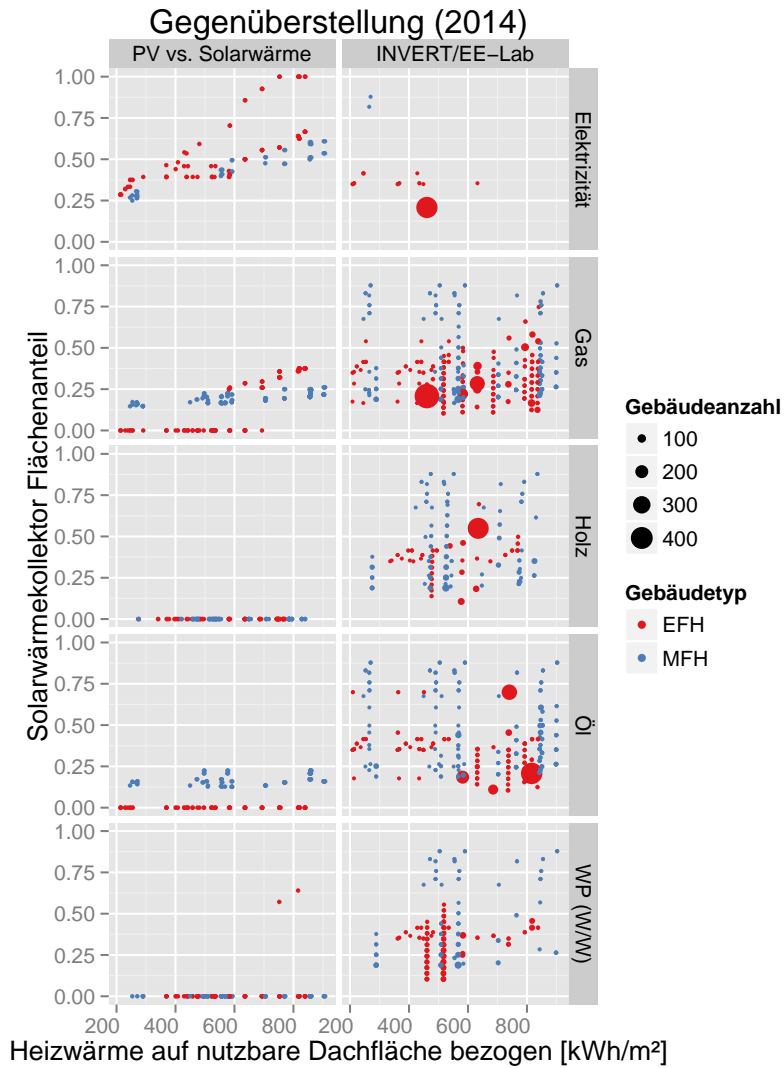


Abbildung 4.21: Gegenüberstellung der Ergebnisse des Solarwärmekollektorflächenanteils von dem in dieser Arbeit entwickelten Optimierungsmodell mit Ergebnissen von INVERT\EE-Lab (Szenariojahr 2014) (Anmerkung: manche Punkte von dem INVERT\EE-Lab Modell wurden weggelassen um einen besseren Vergleich zu ermöglichen - siehe dazu den einleitenden Text im Unterkapitel 4.4)

# Kapitel 5

## Schlussfolgerungen der Arbeit

Unter den analysierten ökonomischen Basis-Rahmenbedingungen kommt es vor, dass die Solarthermieanlage nur bei Gebäuden mit elektrischer Widerstandsheizung (und das nur ab einem größeren Wert der spezifischen Heizwärme bezogen auf die nutzbare Dachfläche) wirtschaftlicher als eine PV-Anlage für Gebäude ist (siehe auch Abb.5.1). Ansonsten, und auch bei Gebäuden mit Heizungsanlagen mit anderen Energieträgern (gilt auch für Wärmepumpen), ist eine PV-Anlage wirtschaftlicher (siehe auch Abb.5.1a). Ein Solarthermie-Anteil im wirtschaftlichen Optimum kommt nur bei EFH Gebäuden beheizt mit Gas (höchstens ca. 35% der nutzbaren Dachfläche) vor, und bei anderen Energieträgern überhaupt nicht. Bei MFH gibt es neben den mit Gas beheizten Gebäuden (höchstens ca. 25% der nutzbaren Dachfläche) noch Solarthermie-Anteile bei den Gebäuden, die mit Öl beheizt werden (höchstens ca. 20% der nutzbaren Dachfläche).

Der Grund, wieso bei elektrischen Widerstandsheizungen die Solarwärme wirtschaftlich attraktiver ist als bei Gebäuden mit Heizungsanlagen mit anderen Energieträgern, liegt im Preisunterschied des Energieträgers selbst. Der Strompreis ist höher als die Preise der anderen Energieträger (siehe auch Abb.5.1b). Man kann auch gut in der Abb.5.1 sehen, dass die Anteile der Solarthermie größer werden umso geringer der Abstand des Preises des Energieträgers von dem Strompreis ist. Die größten Anteile der Solarthermie an der nutzbaren Dachfläche kommen folgerichtig bei Elektrizität, Gas und Öl vor und so stehen auch die jeweiligen Preise der Energieträger zueinander (siehe Abb.5.1a). Der Grund dafür ist, dass bei Solarthermieanlagen die Energieerträge pro installierter Fläche im Allgemeinen größer sind als bei PV-Anlagen. Insgesamt ist die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen zur Zeit deutlich höher als die der Solarthermieanlagen. Die weitere Verbesserung der Effizienzen der PV-Module, sowie die sehr wahrscheinliche Senkung der Investitionskosten der PV-Anlage, empfehlen die PV-Anlage zur stärkeren Einsetzung bei



Wohngebäuden als die Solarthermie. Weiters haben wir in dieser Arbeit gesehen, dass durch die Senkung des Heizwärmebedarfs, z.B. bei der Sanierung der Gebäude, die Solarthermie weniger wirtschaftlich attraktiv ist als die PV-Anlage. Den gleichen Effekt konnten wir auch bei höheren Jahresnutzungsgraden beobachten. Die Jahresnutzungsgrade werden erhöht bei dem Tausch einer alten Heizungsanlage mit einer neuen und effizienteren. Die Reduzierung der Nettokosten der Solarwärme würden dazu führen, dass auch bei MFH Gebäuden, die mit Holz beheizt sind, ein geringer Anteil an Solarwärme optimal wäre. Bei EFH Gebäuden würde erst eine beträchtliche Reduzierung der Nettokosten (über 40%) der Solarwärme dazu führen, dass sich auch ein geringer Anteil der Solarwärme bei EFH Gebäuden beheizt mit Holz oder Öl als wirtschaftlich optimal erweisen würde. Bei Gebäuden (MFH und EFH), die mit Wärmepumpen beheizt werden, würde kein Anteil wirtschaftlich optimal sein - auch bei stark reduzierten Kosten der Solarwärme. Die Änderung des Rückspeisetarifs unter den analysierten ökonomischen Basis-Rahmenbedingungen bringt keine spürbare Änderung der Wirtschaftlichkeit der Solarwärme im Vergleich zur PV.

Bei den Ergebnissen im INVERT\EE-Lab kommt der Anteil der Solarthermie bei allen Gebäuden, ungeachtet welche Heizungsanlage es besitzt. Dies ist nicht der Fall wenn man die PV explizit mitberücksichtigt und nur auf die Wirtschaftlichkeit achtet. All dies unterstreicht, dass bei Berechnung der Raumwärme- und Warmwasser-Szenarien, wo die Solarthermie vorkommt, auch die Installierung von PV eine Überlegung wert sein sollte. Man sollte in Zukunft auch mehr Aufmerksamkeit darauf richten, bei welchen Gebäuden welche Technologien installiert werden, da die Wirtschaftlichkeit sich unter Berücksichtigung konkurrierender Technologien stark ändern kann. Um die nachhaltige Energieversorgung in Zukunft zu gewährleisten, ist es enorm wichtig die bestehenden Ressourcen sowie Fördermittel, Technologien, Raum (bzw. in diesem Fall auch Dachflächen) usw., so einzusetzen, dass sie auch wirtschaftlich optimal ist.

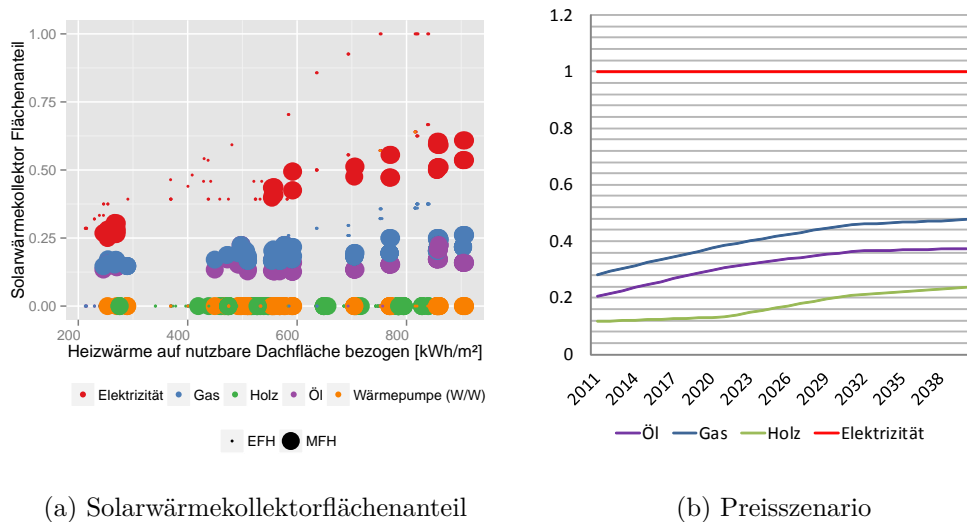


Abbildung 5.1: Vergleich: (a) wirtschaftlich optimaler Solarwärmekollektorflächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in Abhängigkeit des Heizwärmebedarfes, ebenso bezogen auf die nutzbare Dachfläche (Preisszenario 2014 bis 2033) [eigene Berechnung] mit (b) benutzten Preisen der Energieträger (dargestellt in der Relation zum Strompreis) [40]

# Kapitel 6

## Offene Punkte und Ausblick

Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Arbeit beruhen auf den angenommenen und recherchierten ökonomischen Basis-Rahmenbedingungen. Die Änderungen der Kosten der Solarwärme haben gezeigt, dass sich Wirtschaftlichkeit rapide ändern könnte, wenn die Kosten höher wären. Die Ergebnisse haben auch nahe gebracht, dass die Solarwärme am besten bei kleinen Solarwärmekollektorflächen einzusetzen wäre: 5 bis  $10m^2$  bei EFH und 15 bis  $30m^2$  bei MFH (aber nicht bei allen primären Heizungsanlagen). Genau in diesem Bereich ist die Kostendivergenz der Solarwärmekollektoranlagen sehr groß und unsicher (über  $1000CHF/m^2$  laut [29]), was schnell auch zu Unwirtschaftlichkeit der Solarwärme führt. Da die ermittelten wirtschaftlich optimalen Größen der Solarwärmekollektoren klein sind und eher im Bereich der Warmwasseraufbereitung liegen, wäre es sicherlich auch spannend nicht die Heizwärme als Gesamtes für Raumwärme und Warmwasser zu betrachten sondern nur Warmwasser gesondert. Dafür müsste man auch kleine Änderungen an der Implementierung vornehmen. Vor allem die Anzapftemperatur bei solarthermischem Speicher muss höher liegen. Die Modellierung des Speichers müsste man auch anpassen. Insgesamt ist die Modellierung des solarthermischen Speichers einfach gehalten. Um präzisere Aussagen treffen zu können sollte man vlt. ein Schichtenmodell des solarthermischen Speichers implementieren (zur Zeit ist der Speicher in zwei Teil geteilt - siehe Unterkapitel 2.1.3). Den Einfluss von unterschiedlichem Klima, bzw. anderem Temperatur-, Einstrahlungs- und Lastprofil könnte man auch sich genauer anschauen. Eine umfassende und detaillierte Analyse des Wettbewerbs, sowie immer steigende Energieträgerpreise verlangen immer bessere und präzisere Beobachtung und Beurteilung, aber leider lässt der Umfang dieser Arbeit dies nicht zu. Nichtsdestotrotz wird mit dieser Arbeit gezeigt, wie wichtig es ist die Problematik aus mehreren Winkeln zu beobachten, die Lösungen nicht als ultimativ anzuschauen und immer nach besseren Lösungen zu suchen.

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Verkauf von PV und Solarflachkollektoren bei EFH und MFH in der Schweiz (Quelle: Marktumfrage Sonnenenergie BFE [12])	2
1.2	Verkauf von Flach- und Röhrenkollektoren in der Schweiz (Quelle: Marktumfrage Sonnenenergie BFE [12])	3
1.3	Verkauf von Flachkollektoren nach der Anlagenart in EFH und MFH in der Schweiz (Quelle: Marktumfrage Sonnenenergie BFE [12])	3
1.4	Verteilung des Endenergieverbrauchs in der Schweiz 2011 (Quelle: BFE [18])	4
2.1	PV vs. Solarthermie Modell - Methodik	7
2.2	Vergleich der Strahlung berechnet mit dem Modell mit den Daten von SODA für das Jahr 2005	19
2.3	Spezifischer Solarenergieertrag für unterschiedliche installierte Kollektorflächen bei EFH und MFH (siehe Tab.2.2), sowie Anzapftemperaturen	20
2.4	Invert\EE-Lab Modellaufbau [37]	22
3.1	Verteilung der Energieträger der Raumheizung in Wohngebäuden nach der Bauperiode in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])	28
3.2	Verteilung der Energieträger für Warmwasser in Wohngebäuden nach der Bauperiode in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])	28
3.3	Verteilung der Gebäudestruktur der Wohngebäude nach der Bauperiode in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])	29
3.4	Verteilung der Heizungsart der Raumheizung in EFH und MFH in der Schweiz im Jahr 2011 (Quelle: BFS, [22])	30
3.5	Vergleich des Endenergieverbrauchs berechnet mit dem Modell INVERT\EE-Lab mit der Literatur[18]	31

3.6	Endenergieverbrauchszenario für Raumwärme und Warmwasser in der Schweiz (berechnet mit INVERT\EE-Lab) . . . . .	32
3.7	Globale Strahlung auf eine 30° geneigte Fläche, berechnet mit dem Modell aus den Daten von PRESENCE (Daten für die Gemeinde Landeck-direkte und diffuse Strahlung auf die horizontale Fläche [36]) . . . . .	33
3.8	Heizwärmeverbrauch des EFH (siehe Tab.2.2) berechnet aus dem Heizlastprofil von PRESENCE [42] . . . . .	34
3.9	Elektrischer Verbrauch des EFH (siehe Tab.2.2) berechnet aus dem elektrischen Lastprofil von PRESENCE [42] . . . . .	35
3.10	Spezifische Investitionskosten von Solarwärmekollektoranlagen und Solarstromanlagen mit und ohne Förderung (Quellen: [9],[10],[2],[29]) . . . . .	37
3.11	Förderung für Solarkollektoren in ausgewählten Kantonen für 5m <sup>2</sup> Kollektorflächen (Quelle: swissolar[10]) . . . . .	39
3.12	Energieträgerpreis Preisszenario in der Schweiz 2000 bis 2050, real 2010 [40] . . . . .	40
4.1	PV- und Solarwärmekollektorflächenanteil bezogen auf die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit von Heizwärmebedarfes (RW+WW) bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche (Basisszenario) . .	45
4.2	Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das MFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033 . . . . .	47
4.3	Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das MFH, gebaut 1961–1970, mit Öl-Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033. . . . .	48
4.4	Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033 . . . . .	49
4.5	Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das EFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033 . . . . .	50

4.6	Profite (gesamt und spezifisch) für verschiedene Flächen der alleinstehenden Anlagen (PV bzw. Solarwärme) bzw. die Kombination der beiden Anlagen (PV+Solarwärme) für das EFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage und Energieträgerpreisszenario 2014-2033 . . . . .	50
4.7	Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung des Rückspeisetarifs <i>RST</i> von den angenommenen im Basisszenario <i>RST0</i> um einen Faktor . . . . .	51
4.8	Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung des Zinssatzes <i>ZS</i> von den angenommenen im Basisszenario <i>z0</i> um einen Faktor . . . . .	52
4.9	Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung des Jahresnutzungsgrades <i>JNG</i> von den angenommenen im Basisszenario <i>JNG0</i> um einen Faktor . . . . .	53
4.10	Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit der Solarwärmekollektoren, PV und deren Kombination bei einem Einsatz auf einem MFH Gebäude (Öl Heizung, 1961-1970), bei Änderung der Kosten der Solarwärmekollektoren <i>INVsw</i> von den angenommenen im Basisszenario um einen Faktor . . . . .	54
4.11	Rückspeisetarifsensitivität bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	56
4.12	Rückspeisetarifsensitivität bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	57
4.13	Jahresnutzungsgradsensitivität bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	59

4.14	Jahresnutzungsgradsensitivität bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	60
4.15	Kostensensitivität in Bezug auf Solarthermie-Kollektoren bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	62
4.16	Kostensensitivität in Bezug auf Solarthermie-Kollektoren bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	63
4.17	Zinssatzsensitivität bei MFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	65
4.18	Zinssatzsensitivität bei EFH: Sonnenwärmekollektor- und PV-Flächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in wirtschaftlichem Optimum in Abhängigkeit von Heizwärmeverbrauchs (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche . . . . .	66
4.19	Solarwärmekollektorflächenanteil bezogen auf die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche bei EFH- berechnet mit INVERT\EE-Lab bzw. angenommen für den Ausgangszustand . . . . .	68
4.20	Szenariojahr 2020: Solarwärmekollektorflächenanteil bezogen auf die nutzbare Dachfläche in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf (RW+WW), bezogen auf die gleiche nutzbare Dachfläche bei MFH- berechnet mit INVERT\EE-Lab bzw. angenommen für den Ausgangszustand . . . . .	69
4.21	Gegenüberstellung der Ergebnisse des Solarwärmekollektorflächenanteils von dem in dieser Arbeit entwickelten Optimierungsmodell mit Ergebnissen von INVERT\EE-Lab (Szenariojahr 2014) (Anmerkung: manche Punkte von dem INVERT\EE-Lab Modell wurden weggelassen um einen besseren Vergleich zu ermöglichen - siehe dazu den einleitenden Text im Unterkapitel 4.4) . . . . .	71

5.1	Vergleich: (a) wirtschaftlich optimaler Solarwärmekollektorflächenanteil, bezogen auf die nutzbare Dachfläche, in Abhängigkeit des Heizwärmebedarfes, ebenso bezogen auf die nutzbare Dachfläche (Preisszenario 2014 bis 2033) [eigene Berechnung] mit (b) benutzten Preisen der Energieträger (dargestellt in der Relation zum Strompreis) [40] . . . . .	74
D.1	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.2 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage) . . . . .	91
D.2	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.3 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage) . . . . .	92
D.3	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.4 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage) . . . . .	92
D.4	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.5 (EFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage) . . . . .	93
D.5	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.6 (EFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage) . . . . .	93
D.6	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Rückspeisetarife aus der Abb.4.7 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage) . . . . .	94
D.7	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Zinssätze aus der Abb.4.8 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage) . . . . .	94
D.8	Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Jahresnutzungsgrade aus der Abb.4.9 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage) . . . . .	95



D.9 Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Kosten der Solarwärmekollektoren aus der Abb.4.10 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage) . . . 95

# Tabellenverzeichnis

2.1	Heizenergie-Einsparung durch Solarkollektoren (Quelle: SFS, [29]) . . . . .	21
2.2	Eigenschaften der Gebäude in der Abb.2.3 . . . . .	21
3.1	U-Werte der Schweizerischen Wohngebäude - Quelle: BPIE [31][11] . . . . .	27
3.2	Endenergieverbrauchsverteilung für RW und WW in der Schweiz (berechnet mit INVERT\EE-Lab) für das Jahr 2011 und 2030	32
3.3	Investitionskosten der Solarkollektoren (Quelle:alphainnoTec [9]) . . . . .	36
3.4	PV Investitionskosten (Quelle: alphainnoTec[9]) . . . . .	36
3.5	Einmalvergütung für angebaute Anlagen (Quelle: Energieverordnung, [4]) . . . . .	38
3.6	Brennstoff-Preiszenario 2000 bis 2050 in realen Preisen von 2010, Quelle: BFS, Prognos 2012, [40] . . . . .	40
3.7	Jahresnutzungsgrade für die näher betrachteten Heizungsanlagen (Quelle: ENRANZE[13], RES-H[14]) . . . . .	41
3.8	PV-Charakteristika (siehe auch Glg.(2.11) und Glg.(2.12)) , Quelle: Huld et al.[35] . . . . .	42
A.1	Geometriedaten (EFH... Einfamilienhaus, MFH... Mehrfamilienhaus, GtW... Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung, WmN... Wohngebäude mit Nebennutzung), eigene Berechnung aus statistischen Daten[22] . . . . .	86
B.1	U-Werte der sanierten Wohngebäuden - Paket1 . . . . .	87
B.2	U-Werte der sanierten Wohngebäuden - Paket2 . . . . .	87
B.3	U-Werte der sanierten Wohngebäuden - Paket3 . . . . .	87
B.4	Vorgeschriebene U-Werte der Schweizerischen Wohngebäuden - Quelle:[32] . . . . .	88

## TABELLENVERZEICHNIS

---

C.1	Rückspeistarife für PV-Strom bei verschiedenen Betreibern in der Schweiz (Stand November 2013, exkl. MWST) Quelle: swissolar[2] . . . . .	89
C.2	Vergütungssätze Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) (Quelle: Energieverordnung, Anhang 1.2 (EnV, 730.01), [8]) . .	90

# Index

Albedo, 8  
Azimutwinkel, 10  
  
Betriebskosten, 18, 37  
  
diffuse Strahlung, 8  
direkte Strahlung, 8  
  
Einfallwinkel, 11  
elektrischer Verbrauch, 14, 18, 35  
Energieträgerpreis, 40  
  
Förderung, 18, 38, 39  
  
Heizwärmeverbrauch, 16, 34  
  
INVERT\EE-Lab, 1, 4, 22, 67, 70  
Investitionskosten, 18, 36–38, 54, 61  
  
Jahresnutzungsgrad, 17, 18, 41, 53, 58  
  
Rückspeisetarif, 14, 38, 43, 51, 55  
  
solare Konstante, 8  
Sonnenazimutwinkel, 10  
Strahlungsintensität, 8  
Stundenwinkel, 9  
  
totale Strahlung, 11, 12, 16, 19  
  
Wahre Ortszeit, 9  
  
Zenitwinkel, 10  
Zinssatz, 13, 17, 43, 52, 64

# Anhang A

## Geometriedaten

Die Anzahl Geschosse und Wohnungen nach Bauperiode und Gebäudekategorie kann aus Bundesamt für Statistik Schweiz entnommen werden[22]. Um die Länge und Breite der Gebäuden nach Gebäudekategorie und Baujahr zu erhalten mussten unterschiedliche Daten aus der Statistik verschnitten werden.

Aus der Tabelle für die durchschnittliche Wohnfläche nach Bauperiode und Zimmerzahl[22] und Tabelle Anzahl der Wohnungen nach Bauperiode, Gebäudekategorie und Zimmeranzahl [22] ergibt sich die Wohnfläche pro Wohnung nach Baujahr und Gebäudekategorie durch Mittelung. Die Mittelung wurde so vorgenommen, indem zuerst der Summenprodukt der entsprechenden Wohnflächen nach Zimmeranzahl und dazugehörigen Wohnungsanzahl nach Zimmerzahl für das bestimmte Baujahr und die bestimmte Gebäudekategorie gebildet wurde, und danach durch die dazugehörige Wohnungsanzahl (Summe der Wohnungen für das betrachtete Baujahr und Gebäudekategorie) durchdividiert. Die beschriebene Mittelung wurde so für alle Gebäudekategorien und Baujahre durchgeführt.

Weiters wurde angenommen, dass das Verhältnis Bruttogeschossfläche zur Wohnfläche 0.9 bei EFH bzw. 0.8 bei anderen Gebäudekategorien ist. Es wurde auch angenommen, dass das Verhältnis Länge zur Breite des EFH Gebäudes 1.3, bzw. 2.0 bei anderen Gebäudekategorien ist. Aus den Annahmen und der Anzahl der Geschosse kann man die Länge und Breite der Gebäude berechnen.

Für die neugebauten Gebäude nach 2011 werden die gleichen Geometriedaten wie für die letzte Bauperiode 2006-2011 angenommen.

Die Geometriedaten, die im INVERT\EE-Lab benutzt wurden, kann man der Tab.A.1 entnehmen.

ANHANG A. GEOMETRIEDATEN

Bauperiode	Gebäude- kategorie	Wohnungen pro Gebäude	Gebäude- länge [m]	Gebäude- breite [m]	Geschoss- anzahl
bis-1918	EFH	1.00	8.85	6.81	2.34
1919-1945	EFH	1.00	8.85	6.81	2.24
1946-1960	EFH	1.00	9.16	7.04	2.00
1961-1970	EFH	1.00	9.64	7.42	1.91
1971-1980	EFH	1.00	9.57	7.36	2.06
1981-1990	EFH	1.00	9.42	7.25	2.31
1991-2000	EFH	1.00	9.38	7.22	2.44
2001-2005	EFH	1.00	9.54	7.34	2.48
2006-2011	EFH	1.00	9.62	7.40	2.48
bis-1918	MFH	3.54	15.79	7.89	3.09
1919-1945	MFH	4.07	16.38	8.19	3.15
1946-1960	MFH	5.35	17.94	8.97	3.08
1961-1970	MFH	6.09	18.62	9.31	3.39
1971-1980	MFH	5.93	19.04	9.52	3.43
1981-1990	MFH	5.55	20.28	10.14	3.23
1991-2000	MFH	5.78	20.97	10.48	3.32
2001-2005	MFH	6.01	23.25	11.63	3.31
2006-2011	MFH	6.42	23.51	11.76	3.31
bis-1918	GtW	1.65	11.50	5.75	2.76
1919-1945	GtW	1.64	10.95	5.47	2.96
1946-1960	GtW	1.69	10.69	5.35	3.09
1961-1970	GtW	1.92	10.47	5.23	3.42
1971-1980	GtW	2.05	11.17	5.58	3.32
1981-1990	GtW	2.09	12.34	6.17	3.13
1991-2000	GtW	2.14	12.78	6.39	3.15
2001-2005	GtW	1.86	12.26	6.13	3.26
2006-2011	GtW	1.70	11.20	5.60	3.26
bis-1918	WmN	2.34	13.32	6.66	3.08
1919-1945	WmN	3.05	14.88	7.44	2.90
1946-1960	WmN	4.05	16.63	8.32	2.71
1961-1970	WmN	4.94	17.63	8.82	2.89
1971-1980	WmN	4.40	17.14	8.57	2.98
1981-1990	WmN	3.96	18.00	9.00	2.94
1991-2000	WmN	4.06	18.34	9.17	3.00
2001-2005	WmN	4.23	20.63	10.31	2.77
2006-2011	WmN	5.39	22.35	11.17	2.77

Tabelle A.1: Geometriedaten (EFH... Einfamilienhaus, MFH... Mehrfamilienhaus, GtW... Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung, WmN... Wohngebäude mit Nebennutzung), eigene Berechnung aus statistischen Daten[22]

# Anhang B

## U-Werte bei Sanierungen

Bauperiode	Einheit	Wand	Dach	Boden	Fenster
bis 1947	$W/m^2K$	0.39	0.36	0.32	1.73
1947-1975	$W/m^2K$	0.41	0.38	0.34	1.73
1975-1985	$W/m^2K$	0.33	0.32	0.31	1.73
1985-2000	$W/m^2K$	0.28	0.27	0.27	1.73

Tabelle B.1: U-Werte der sanierten Wohngebäuden - Paket1

Bauperiode	Einheit	Wand	Dach	Boden	Fenster
bis 1947	$W/m^2K$	0.26	0.18	0.22	1.73
1947-1975	$W/m^2K$	0.27	0.18	0.23	1.73
1975-1985	$W/m^2K$	0.23	0.17	0.21	1.73
1985-2000	$W/m^2K$	0.21	0.15	0.19	1.73

Tabelle B.2: U-Werte der sanierten Wohngebäuden - Paket2

Bauperiode	Einheit	Wand	Dach	Boden	Fenster
bis 1947	$W/m^2K$	0.16	0.10	0.22	1.12
1947-1975	$W/m^2K$	0.16	0.10	0.23	1.12
1975-1985	$W/m^2K$	0.15	0.10	0.21	1.12
1985-2000	$W/m^2K$	0.14	0.09	0.19	1.12

Tabelle B.3: U-Werte der sanierten Wohngebäuden - Paket3

In der Tab.B.1, Tab.B.2 und Tab.B.3 sind die verwendeten U-Werte der angenommenen Sanierungspakete in INVERT\EE-Lab-Berechnungen aufge-

## ANHANG B. U-WERTE BEI SANIERUNGEN

---

listet. In der Tab.B.4 sind die Zielsetzungen für die U-Werte der Wohngebäude in der Schweiz [32] angeführt.

	Einheit	Dach	Wand	Fenster	Boden
Neubau mit WB-Nachweis					
MuKEn08	$W/m^2K$	0.20	0.20	1.30	0.20
Neubau ohne WB-Nachweis					
MuKEn08	$W/m^2K$	0.17	0.17	1.30	0.17
SIA 380/1 m. WB-Nachweis	$W/m^2K$	0.09	0.11	0.90	0.11
Minergie Standard-lösung	$W/m^2K$	0.15	0.15	1.00	0.15
Grenzwert Sanierung MuKEn08	$W/m^2K$	0.25	0.25	1.30	0.25
Sanierung Zielwert SIA 380/1	$W/m^2K$	0.15	0.15	0.90	0.15

Tabelle B.4: Vorgeschriebene U-Werte der Schweizerischen Wohngebäuden -  
Quelle:[32]



# Anhang C

## KEV und Rückspeisetarife

Betreiber	Preis	Einheit
Energie Wasser Luzern (ewl)	19.00	<i>Rp./kWh</i>
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)	18.50	<i>Rp./kWh</i>
BKW (früher Bernische Kraftwerke)	11.00	<i>Rp./kWh</i>
Centralschweizerische Kraftwerke (CKW)	9.35	<i>Rp./kWh</i>
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich(EKZ)	8.70	<i>Rp./kWh</i>

Tabelle C.1: Rückspeisetarife für PV-Strom bei verschiedenen Betreibern in der Schweiz (Stand November 2013, exkl. MWST) Quelle: swissolar[2]

ANHANG C. KEV UND RÜCKSPEISETARIFE

Anlagenkategorie	Vergütung ab					Referenz- investitions- kosten 2014	Unterhalts- kosten 2014
	1.1.2011	1.3.2012	1.10.2012	1.1.2013	1.1.2014		
Leistungsklasse	<i>Rp./kWh</i>					<i>CHF/kW</i>	<i>Rp./kWh</i>
Freistehend $\leq 10kW$	42.7	36.5	33.1	30.5			6
$\leq 30kW$	39.3	33.7	27	24.8	23.8		6
$\leq 100kW$	34.3	32	24.8	22.8	19.8		6
$\leq 1000kW$	30.5	29	23.1	21.3	19.2		5
$> 1000kW$		28.1	21.6	19.9	17.2		4.5
Angebaut $\leq 10kW$	48.3	39.9	36.1	33.2		3350	6
$\leq 30kW$	46.7	36.8	29.4	27	26.4	2709	6
$\leq 100kW$	42.2	34.9	26.9	24.7	22	2278	6
$\leq 1000kW$	37.8	31.7	25.1	23.1	21.3	2023	5
$> 1000kW$		30.7	23.5	21.6	19.1	1916	4.5
Integriert $\leq 10kW$	59.2	48.8	42.8	39.4		4281	6
$\leq 30kW$	54.2	43.9	36.5	33.6	30.4	3698	6
$\leq 100kW$	45.9	39.1	33.2	30.5	25.3	3173	6
$\leq 1000kW$	41.5	34.9	31.5	29	21.3	2903	5
$> 1000kW$	33.4	28.9	26.6	19.1		2700	4.5

Tabelle C.2: Vergütungssätze Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)  
(Quelle: Energieverordnung, Anhang 1.2 (EnV, 730.01), [8])

# Anhang D

## Flächen der einzelnen Anlagentypen im wirtschaftlichen Optimum in Unterkapiteln 4.1 und 4.2

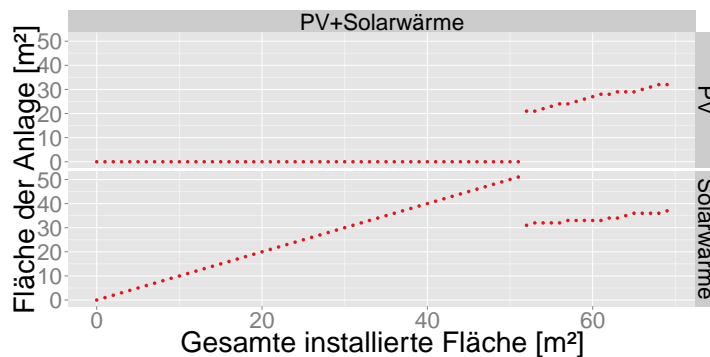


Abbildung D.1: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.2 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage)

ANHANG D. FLÄCHEN DER EINZELNEN ANLAGENTYPEN IM WIRTSCHAFTLICHEN OPTIMUM IN UNTERKAPITELN 4.1 UND 4.2

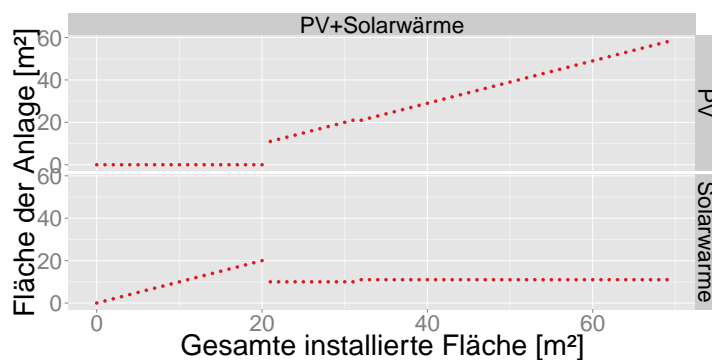


Abbildung D.2: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.3 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage)

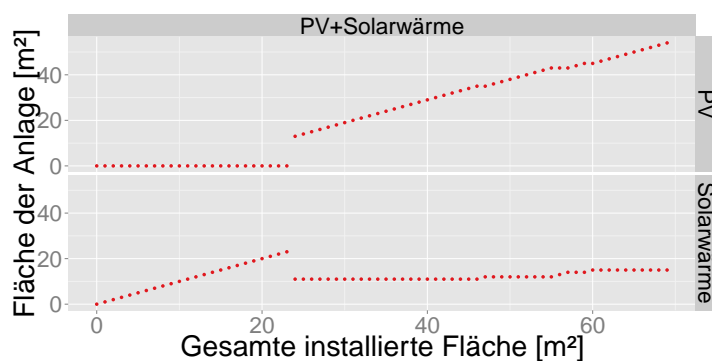


Abbildung D.3: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.4 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage)

ANHANG D. FLÄCHEN DER EINZELNEN ANLAGENTYPEN IM WIRTSCHAFTLICHEN OPTIMUM IN UNTERKAPITELN 4.1 UND 4.2

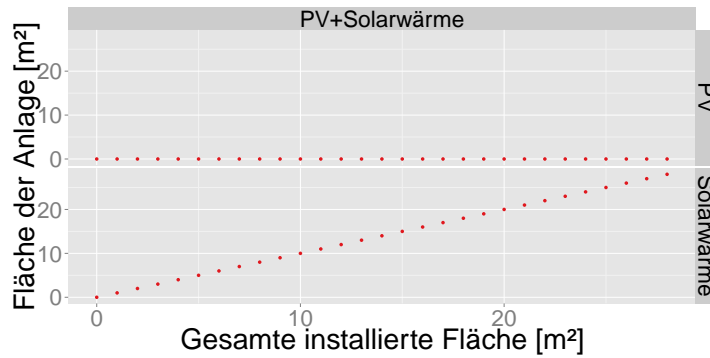


Abbildung D.4: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.5 (EFH, gebaut 1961 – 1970, mit elektrischer Heizanlage)

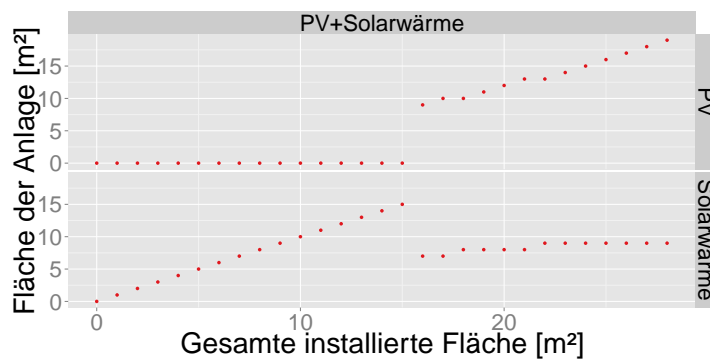


Abbildung D.5: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen aus der Abb.4.6 (EFH, gebaut 1961 – 1970, mit Gas-Heizanlage)

ANHANG D. FLÄCHEN DER EINZELNEN ANLAGENTYPEN IM WIRTSCHAFTLICHEN OPTIMUM IN UNTERKAPITELN 4.1 UND 4.2

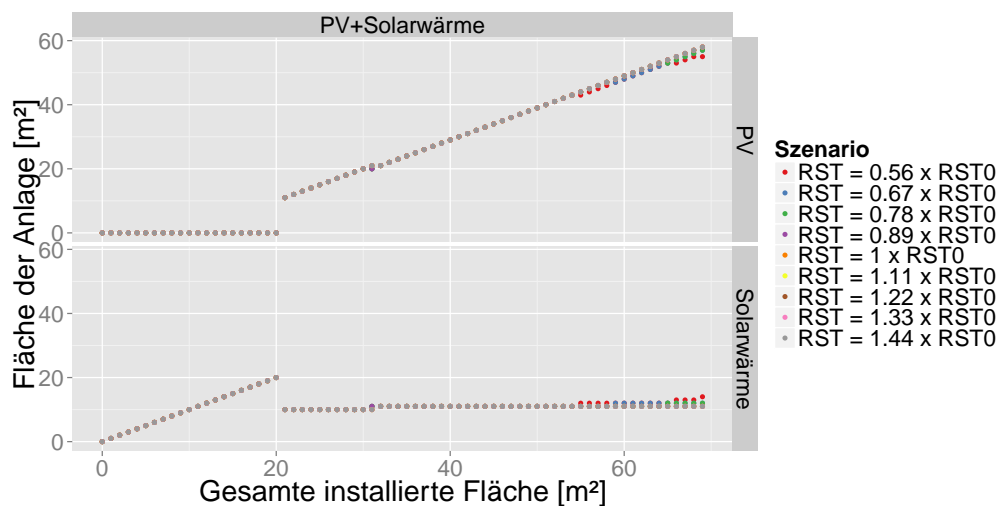


Abbildung D.6: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Rückspeisetarife aus der Abb.4.7 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage)

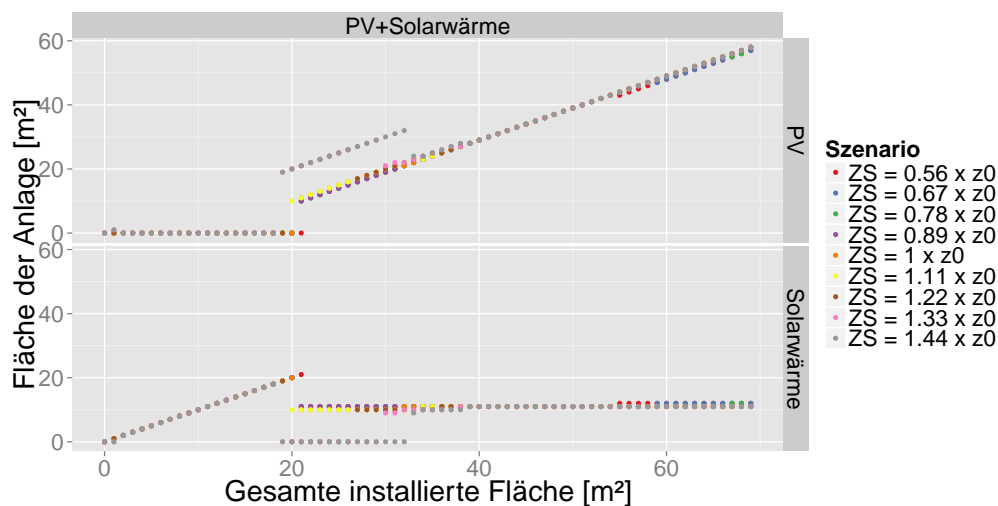


Abbildung D.7: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Zinssätze aus der Abb.4.8 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage)

ANHANG D. FLÄCHEN DER EINZELNEN ANLAGENTYPEN IM WIRTSCHAFTLICHEN OPTIMUM IN UNTERKAPITELN 4.1 UND 4.2

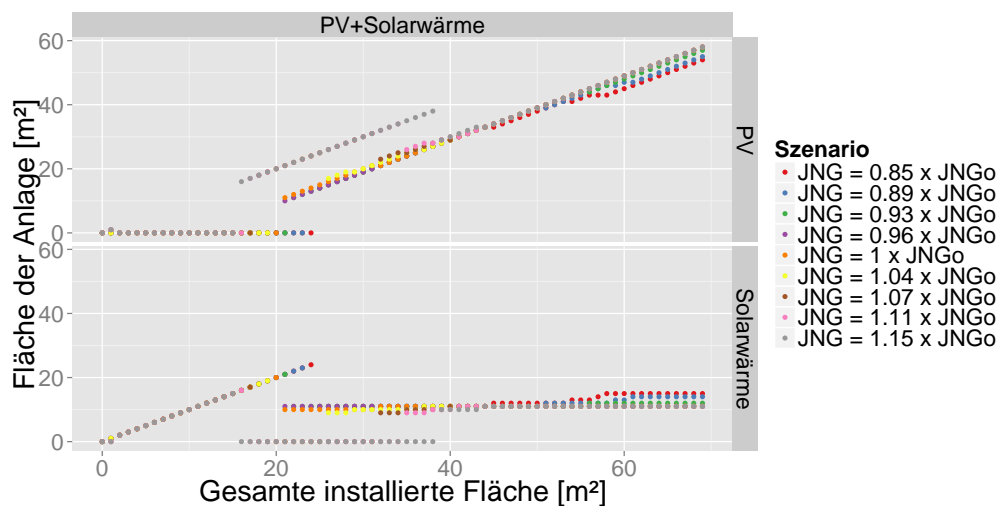


Abbildung D.8: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Jahresnutzungsgrade aus der Abb.4.9 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage)

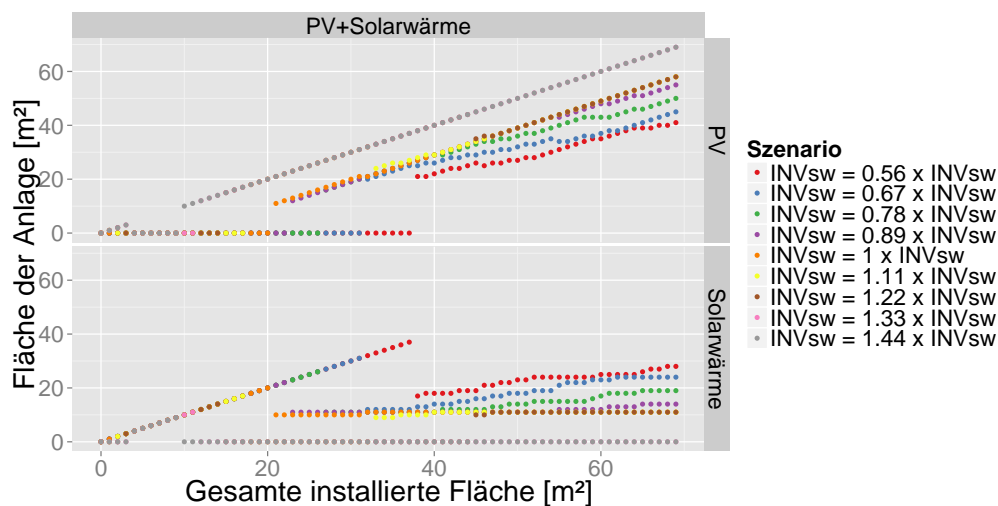


Abbildung D.9: Die Flächen der einzelnen Anlagen in der optimalen Kombination von Solarthermie und Photovoltaik für unterschiedliche Flächen und Kosten der Solarwärmekollektoren aus der Abb.4.10 (MFH, gebaut 1961 – 1970, mit Öl-Heizanlage)

# Literaturverzeichnis

- [1] *BKI Baukosten, Regionalfaktoren 2013 für Deutschland und Europa.*
- [2] *Informationen und Zahlen, KEV-Tarife und Einmalvergütung , Merkblatt Photovoltaik Nr. 1, Swissolar, 01/2014/Merkblatt-Nr.21001d.*
- [3] *Cost of energy efficiency measures in buildings refurbishment, a summary report on target countries, D3.1 of WP3 from Entranze Project, 2013.*
- [4] *Sonderfactsheet photovoltaik: Übersicht der gesetzlichen Änderungen ab 2014 sowie absehbare politische Entwicklungen danach, Swissolar, 29.11.2013.*
- [5] <http://www.meteonorm.com>, letzter Aufruf: 2014-03-10.
- [6] *PV - Calculator.* <http://pvcalc.meteotest.ch/>, letzter Aufruf: 2014-03-10.
- [7] *SoDa - Overview.* <http://www.soda-is.com/eng/about/index.html#int>, letzter Aufruf: 2014-03-10.
- [8] *Kostendeckende Vergütung für Solarstrom (KEV), aktuelle KEV-Tarife).* <http://www.swissolar.ch/de/unsere-themen/kev/>, letzter Aufruf: 2014-03-13.
- [9] *Preis- und Typenliste gültig ab 2014 - für PV und Solarkollektoren.* <http://www.alpha-innotec.ch/SEEEMS/77421.asp>, letzter Aufruf: 2014-03-13.
- [10] *Infos über Förderprogramme in der Schweiz für Solarwärme und Solarstrom .* [www.swissolar.ch/de/unsere-themen/foerderung](http://www.swissolar.ch/de/unsere-themen/foerderung), letzter Aufruf: 2014-03-23.



## LITERATURVERZEICHNIS

---

- [11] *Data hub for the energy performance of buildings collected by Buildings Performance Institute Europe (BPIE)*. <http://www.buildingsdata.eu/data-hub-web-page>, letzter Aufruf: 2014-04-30.
- [12] *Markterhebung Sonnenenergie - Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. <http://www.swissolar.ch/de/unsere-themen/fakten-und-zahlen/>, letzter Aufruf: 2014-04-30.
- [13] *Projekt ENTRANZE: Policies to ENforce the TRANsition to Nearly Zero Energy buildings in the EU-28*. <http://www.entranze.eu/about/home>, letzter Aufruf: 2014-04-30.
- [14] *Projekt RES-H Policy: Policy development for improving renewable energy sources heating and cooling penetration in European member states*. <http://www.res-h-policy.eu/about.htm>, letzter Aufruf: 2014-04-30.
- [15] *Jahresaggregate des Bruttoinlandproduktes, Verwendungsansatz (BFS: 1990-2011, SECO: 1980-1989)*. <http://www.seco.admin.ch/themen/00374/00456/00458/index.html?lang=de>, letzter Aufruf: 2014-05-10. Staatssekretariat für Wirtschaft, Schweiz.
- [16] *Eigenschaften des Wassers, Spezifische Wärmekapazität des Wassers*. [http://de.wikipedia.org/wiki/Eigenschaften\\_des\\_Wassers](http://de.wikipedia.org/wiki/Eigenschaften_des_Wassers), letzter Aufruf: 2014-05-22.
- [17] *SoDa - Free time-series of solar radiation data*. [http://www.soda-is.com/eng/services/services\\_radiation\\_free\\_eng.php](http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php), letzter Aufruf: 2014-03-10.
- [18] *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2011 nach Verwendungszwecken*, Bundesamt für Energie BFE, Oktober 2012.
- [19] R. BANING AND H. A. GROENEVELD, *Textsatz und Layout mit L<sup>A</sup>T<sub>E</sub>X*, Eberhard-Karls-Universität Tübingen, 1995.
- [20] W. A. BECKMAN, S. A. KLEIN, AND J. A. DUFFIE, *Solar heating design, by the f-chart method*, Wiley, 1977.
- [21] P. BIERMAYR, *Einflussparameter auf den Energieverbrauch der Haushalte – eine empirisch ökonomische Analyse, Dissertation*, Technische Universität Wien, Institut für Energiewirtschaft, 1999.

- [22] S. BUNDESAMT FÜR STATISTIK, *Die interaktive Statistikdatenbank, Datenwürfel für Thema 09.2 - Gebäude und Wohnungen*. [http://www.pxweb.bfs.admin.ch/Database/German\\_09%20-%20Bau-%20und%20Wohnungswesen/09.2%20-%20Geb%C3%A4ude%20und%20Wohnungen/09.2%20-%20Geb%C3%A4ude%20und%20Wohnungen.asp?lang=1&prod=09&secprod=2&openChild=true](http://www.pxweb.bfs.admin.ch/Database/German_09%20-%20Bau-%20und%20Wohnungswesen/09.2%20-%20Geb%C3%A4ude%20und%20Wohnungen/09.2%20-%20Geb%C3%A4ude%20und%20Wohnungen.asp?lang=1&prod=09&secprod=2&openChild=true), letzter Aufruf: 2014-03-23.
- [23] L. T. K. C AND Z. T. P. C, *Optimal position of flat plate reflectors of solar thermal collector*, *Energy and Buildings*, 45 (2012), pp. 161 – 168.
- [24] D. D. COL, A. PADOVAN, M. BORTOLATO, M. D. PRE, AND E. ZAMBOLIN, *Thermal performance of flat plate solar collectors with sheet-and-tube and roll-bond absorbers*, *Energy*, 58 (2013), pp. 258 – 269.
- [25] C. DEN OUDEN, *Thermal Storage of Solar Energy: Proceedings of an International TNO-Symposium Held in Amsterdam, The Netherlands, 5-6 November 1980*, Springer Netherlands, 2011.
- [26] H. DRESDEN AND A. DRESDEN, *Wissensspeicher Solartechnik: Thermische und fotoelektrische Nutzung der Solarenergie*, VEB Fachbuchverlag, 1984.
- [27] D. EDELBUETTEL, *Seamless R and C++ Integration with Rcpp*, Springer, New York, 2013. ISBN 978-1-4614-6867-7.
- [28] D. EDELBUETTEL AND R. FRANÇOIS, *Rcpp: Seamless R and C++ integration*, *Journal of Statistical Software*, 40 (2011), pp. 1–18.
- [29] ENERGIESCHWEIZ, *Sonnenwärme, Kosten und Kennzahlen*, Bundesamt für Energie BFE, 2002.
- [30] G. ERDMANN AND P. ZWEIFEL, *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*, Springer, 2008.
- [31] M. E. ET AL, *EUROPE'S BUILDINGS UNDER THE MICROSCOPE*, Buildings Performance Institute Europe (BPIE), (2011).
- [32] T. ETH, *Gebäudeparkmodell SIA Effizienzpfad Energie Dienstleistungs- und Wohngebäude, Vorstudie zum Gebäudeparkmodell Schweiz, Grundlagen zur Überarbeitung des SIA Effizienzpfades Energie*, Bundesamt für Energie, 2009.
- [33] H.-F. HADAMOVSKY AND D. JONAS, *Solarstrom, Solarthermie*, Vogel, 2007.

- [34] B. HANUS, *Solar-Dachanlagen richtig planen und installieren*, Franzis Energietechnik, Franzis, 2009.
- [35] T. HULD, R. GOTTSCHALG, H. G. BEYER, AND M. T. C, *Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging*, Solar Energy, 84 (2010), pp. 324 – 338.
- [36] H. F. I. SCHICKER, *Power through Resilience of Energy Systems: Energy Crises, Trends and Climate Change (PRESENCE): Working paper on Climate Change Scenarios*, PRESENCE, First Review Workshop, 2013.
- [37] L. KRANZL, A. MÜLLER, AND M. HUMMEL, *Modelling the impact of energy policies in the building sector, The modelling tool Invert\EE-Lab*, EEG, TU Wien, (2011).
- [38] F. KREITH, A. S. OF MECHANICAL ENGINEERS. SOLAR ENERGY DIVISION, AND A. S. OF MECHANICAL ENGINEERS. HEAT TRANSFER DIVISION, *Thermal storage and heat transfer in solar energy systems: presented at the winter annual meeting of the American Society of Mechanical Engineers, San Francisco, California, December 10-15, 1978*, ASME, 1978.
- [39] A. MUELLER, P. BIERMAYR, L. KRANZL, ET AL., *Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050*, Programm Energie der Zukunft, 2010.
- [40] PROGNOSE, *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050*, Bundesamt für Energie, 2012.
- [41] B. R. AND D. N. L. T., *Energieeinsparung durch Verbesserung des Wärmeschutzes und Modernisierung der Heizungsanlage für 31 Musterhäuser der Gebäudetypologie*, Endbericht zum gleichnamigen Projekt, (2003).
- [42] A. RESEARCH COOPERATION, *Power through Resilience of Energy Systems: Energy Crises, Trends and Climate Change (PRESENCE): Modelling climate change impact on energy systems*, PRESENCE, First Review Workshop, 2013.
- [43] E. SKOPLAKI AND J. PALYVOS, *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*, Solar Energy, 83 (2009), pp. 614 – 624.

## LITERATURVERZEICHNIS

---

- [44] L. T. AND G. M. K. J., *Der Einfluss des Gebäudestandards und des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten, Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung*, Endbericht zum gleichnamigen Projekt, (2003).
- [45] G. TIWARI, R. MISHRA, AND S. SOLANKI, *Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modelling*, Applied Energy, 88 (2011), pp. 2287 – 2304.
- [46] G. N. TIWARI AND B. AGRAWAL, *Building integrated photovoltaic thermal systems: for sustainable developments*, Royal Society of Chemistry, Cambridge, 2011.
- [47] C. E. T. C. VAENNES ET AL., *Solar Water Heating Project Analysis Chapter*, Minister of Natural Resources Canada 2001 - 2004.
- [48] H. WICKHAM, *ggplot2: elegant graphics for data analysis*, Springer New York, 2009.