

Methodische Ansätze zur Erstellung dezentraler multivalenter Energieversorgungskonzepte für Siedlungen im Iran

von:

Dipl.- Ing. Ali Saadat

Dem Fachbereich 3: Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades
DOKTOR-INGENIEUR
Vorgelegte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender Prof. Dr. -Ing. G. Wozny

Berichter: Prof. Dr.- Ing. Prof. e.h. G. Tsatsaronis

Berichter: Prof. Dr.- Ing. Dr. h.c. G. Bartsch

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 10.04.2003

Berlin, 2003

D 83

Vorwort

Die vorliegende Arbeit wurde zwischen 1994 und 2000 am Institut für Energietechnik der Technischen Universität Berlin angefertigt.

Mein besonderes Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Prof. e.h. G. Tsatsaronis für die Möglichkeit zur Durchführung dieser Arbeit und die wertvollen Ratschläge und Hinweise.

Weiter danke ich sehr herzlich Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. G. Bartsch für seine fachliche und persönliche Unterstützung, für das Interesse an meiner Arbeit und für die Übernahme des Korreferats.

Herrn Prof. Dr.-Ing. G. Wozny danke ich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ebenfalls zu großen Dank verpflichtet bin ich Herrn G. Korb sowie Frau S. Köhler.

Beide standen mir als Kollege und Freund zur Seite und ermöglichten durch Ihre hilfsbereite und fachlich fundierte Art, eine Zusammenarbeit aufzubauen, die in jeder Art und Weise wünschenswert ist.

Weiterhin waren mir die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des GeoForschungsZentrum Potsdam, vor allem die Geothermiegruppe und Herrn Dr. E. Huenges eine große Hilfe.

Allen Mitarbeitern des Institut für Energietechnik sowie Freunden, die mich während der Bearbeitung der vorliegenden Dissertation begleitet oder unterstützt haben, danke ich ebenfalls herzlich.

Das wichtigste zum Schluss: meine Frau J. Farpour und meinen Geschwistern sei gedankt. Ihre Unterstützung gab mir vor und während dieser Arbeit stets die nötige Ruhe.

Berlin, Sep. 2003

Ali Saadat

“On ne doit pas se flatter de mettre à profit, dans la pratique, toute la puissance motrice des combustibles. Les tentatives que l’on ferait pour approcher de ce résultat seraient même plus nuisibles qu’utiles, si elles faisaient négliger d’autres considérations importantes. L’économie du combustible n’est qu’une des conditions à remplir par les machines à feu, dans beaucoup de circonstances, elle n’est que secondaire, elle doit souvent céder le pas à la sûreté, à la durée de la machine, au peu de place qu’il faut lui faire occuper, au peu de frais de son établissement, etc. Savoir apprécier, dans chaque cas, à leur juste valeur, les considérations de convenance et d’économie qui peuvent se présenter, savoir discerner les plus importantes de celles qui sont seulement accessoires, les balancer toutes convenablement entre elles, afin de parvenir par les moyens les plus faciles au meilleur résultat, tel doit être le principal talent de l’homme appelé à diriger, à coordonner entre eux les travaux de ses semblables, à les faire concourir vers un but utile de quelque genre qu’il soit.”

S. CARNOT: RÉFLEXIONS SUR LA PUISSANCE MOTRICE DU FEU, SUR LES MACHINES PROPRES A DÉVELOPPER CETTE PUISSANCE.

PARIS, 1824

Zusammenfassung

Die Entwicklung des Irans lässt einen grundlegenden Um- und Ausbau der Energiewirtschaft erwarten. Dieser Schritt ist typisch für den Weg eines Entwicklungslandes zu einer industrialisierten Gesellschaft. Die Forschung im Bereich der Nutzung der erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) wird in den nächsten Jahren auch in den Entwicklungsländern neue Perspektiven eröffnen, um einen Teil der ständig wachsenden Energienachfrage zu decken. Welchen Beitrag solche Systeme bei der zukünftigen Energieversorgung leisten können, hängt neben den ökonomischen Rahmenbedingungen primär von den am Standort herrschenden klimatischen Verhältnissen ab.

In der vorliegenden Arbeit wird die Problematik der Erstellung dezentraler multivalenter Energieversorgungskonzepte innerhalb teilörtlicher Energieversorgung in Entwicklungsländern am Fallbeispiel Iran untersucht. Insgesamt werden fünf typische klimatische Regionen betrachtet, deren spezifische Bedürfnisse und Randbedingungen – für jeweils identische Verbraucher – zu ganz unterschiedlichen Versorgungskonzepten führen. Diese typischen klimatischen Regionen sind so auch in vielen anderen Entwicklungsländern zu finden, so dass die Ergebnisse und vor allem die Methoden auf diese Ländern übertragen werden können und sollten.

Um solche Versorgungskonzepte planen und die dazugehörigen Anlagen auslegen zu können, ist eine zuverlässige Bedarfsanalyse notwendig. Die Basis für die fundierte Erstellung eines Energiekonzeptes sind Jahreslastgänge für Strom-, Wärme- (Heizung und Warmwasser) sowie Kältebedarf in Stundenauflösung. Hierzu werden die gängigen Verfahren und Methoden zur Berechnung des Wärme- und Kältebedarfs nach ihrer Eignung für die Anwendung in Entwicklungsländern untersucht. Die bestehende Datenlage erlaubt nicht, dass nur eine Methode angewendet wird, vielmehr ist eine Kombination von Methoden erforderlich.

Detaillierte Rechnungen für Versorgungsszenarien erforderten die Entwicklung eines Programmpaketes, mit Hilfe dessen der gesamte Planungsgang von Bedarfsanalyse über Varianten der Energiebereitstellung bis zur Wirtschaftlichkeitsberechnung durchlaufen werden kann. Die Bedarfsanalyse erlaubt die Generierung von stundenaufgelösten Jahresgängen auch bei geringer Datendichte. Sie beruht auf sogenannten Verbrauchertypen, die je nach Datenlage eine Kombination von Typtagmethode und Berechnungsverfahren anwenden. Der Energiebedarf von Gebäuden wird in einem unabhängigen Modul berechnet, das auf quasistationären bzw. quasidynamischen Modellen (Zeitschrittverfahren) basiert. Für die Energiebereitstellung stehen Datenbanken von Komponenten (Energiewandlungsanlagen, Speicher und Verteilung) sowie Betriebscharakteristika zur Verfügung. Thermische Solaranlagen werden wiederum in einem eigenständigen Modul berechnet. Im Hauptprogramm werden die Verbraucher mit den verschiedenen Energiebereitstellungsanlagen in Szenarien verknüpft. So können die unterschiedlichsten Varianten der KWK bzw. KWKK entworfen und ihre Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der klimatischen und wirtschaftlichen Randbedingungen beurteilt werden.

Für die betrachteten fünf Regionen ergeben sich stark abweichende Energieversorgungskonzepte. In allen Gebieten mit konstantem, hohem Kältebedarf sollten zunächst die vorhandenen dezentralen Verdunstungskühlanlagen durch Nahkältenetze ersetzt werden. Aus wirtschaftlichen Gründen kommen als Kälteerzeuger nur Kompressionskältemaschinen in Frage, obwohl solar bzw. durch ein BHKW angetriebene Absorptionskältemaschinen energetisch günstiger sind. Wenn fast kein Heizwärmebedarf sondern nur Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung besteht, kann dieser wirtschaftlich durch eine thermische Solaranlage kombiniert mit einem Spitzenkessel gedeckt werden. In Regionen mit kurzen Übergangszeiten sollte unter energetischen Gesichtspunkten eine solare Nahwärmeversorgung vorgesehen werden. In allen anderen Fällen kommen die alternativen Technologien nicht in Frage, weil die Energiegestehungskosten um ein vielfaches über den heutigen für den Verbraucher gültigen Energiepreisen liegen.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Tabellen und Abbildungen

Verzeichnis der Symbole und Abkürzungen

1. Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung.....	2
1.2 Zielsetzung	5
2. Energieversorgung im Iran.....	8
2.1 Allgemeiner Überblick.....	8
2.2 Energiewirtschaft im Iran	9
2.3 Ökonomischer Hintergrund.....	11
3. Methoden der Bedarfsanalyse	16
3.1 Berechnungs- und Simulationsverfahren.....	16
3.1.1 Dynamische Gebäudesimulation	16
3.1.2 Ermittlung der zu installierenden Leistung	17
3.1.3 Ermittlung des Jahresheizwärmebedarfs	17
3.1.4 Methoden zur Lastganggenerierung	18
3.2 Befragungsmethode	21
3.3 Typenmethoden	22
3.3.1 Siedlungstypenmethode	22
3.3.2 Gebäudetypenmethode	23
3.4 Indikatorenverfahren.....	24
3.5 Methodenkombinationen und -varianten	25
3.6 Eignung der Methoden für den Iran	26
4. Simulationsprogramm GOMBIS.....	29
4.1 Beschreibung der gewählten Methoden zur Bedarfsanalyse.....	30
4.1.1 Programmablauf zur Ermittlung des stündlichen Energiebedarfs.....	31
4.1.2 Definition der Tagesgänge.....	36
4.2 Berechnungsverfahren nach dem Ein-Kapazitäten-Modell.....	36
4.2.1 Bestimmung der effektiven Wärmekapazität.....	37
4.2.2 Wärmebedarf aufgrund von Strahlung und Transmission durch die Gebäudehülle	38
4.2.3 Wärmeverlust erdberührter Bauteile	42
4.2.4 Lüftungswärmebedarf.....	44
4.2.5 Innere Quellen.....	44
4.2.6 Validierung von PRAXOGES	46
4.3 Energiebereitstellungsanlagen	48

4.3.1	Praktischer Einsatz von GOMBIS bei Planungsaufgaben	53
4.3.2	Arbeitsablauf in GOMBIS	54
4.4	Grundprinzipien von PRAXOSOL.....	55
4.4.1	Modellaufbau.....	56
4.4.2	PRAXOSOL-Aufbau	62
4.4.3	Verfügbare Systemkonfigurationen.....	63
4.5	Meteorologische Größen der Solareinstrahlung	64
5.	Wirtschaftlichkeit	68
5.1	Grundlagen und Vergleich energietechnischer Bewertungsverfahren.....	68
5.2	Verwendete Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	71
5.2.1	Bilanzierung aus der Sicht eines Endverbrauchers.....	73
5.2.2	Bilanzierung aus der Sicht eines Betreibers	74
5.2.3	Bilanzierung aus der Sicht eines EVU	74
6.	Dimensionierung und Entwurfsregeln	76
6.1	BHKW-Auslegung.....	76
6.2	Auslegung von Kälteanlagen	80
6.3	Dimensionierung und Auslegung der Solaranlagen	81
6.4	Speicherdimensionierung	82
6.5	Dimensionierung von Kollektorfeldern und Speichern für Standorte im Iran	84
6.6	Nahwärmesysteme.....	86
7.	Energieversorgungskonzepte für Siedlungen im Iran - Fallbeispiele	88
7.1	Gebiets- und Siedlungsauswahl	88
7.2	Energiebedarf.....	89
7.3	Kosten	93
7.4	Energiebereitstellung (Szenarien und Variationsrechnung).....	95
7.4.1	Klimaregion I (Ramsar).....	96
7.4.2	Klimaregion II (Tabriz)	102
7.4.3	Klimaregion III (Shiraz)	108
7.4.4	Klimaregion IV (Bandar-Abbas)	113
7.4.5	Klimaregion V (Kerman)	118
7.5	Zusammenfassung	122
8.	Schlussfolgerungen.....	124

Verzeichnis der Tabellen und Abbildungen

Tabellen

Tabelle 2-1: Nutzung der Primärenergieträger im Iran.....	10
Tabelle 2-2: Endenergieverbrauch im Iran	11
Tabelle 2-3: Eckwerte der Stromerzeugung im Iran.....	11
Tabelle 2-4: Zusammensetzung und Entwicklung des Bruttonutzenproduktes von 1980 bis 1999	12
Tabelle 2-5: Strompreise im Iran nach Verbrauchssektoren.....	13
Tabelle 2-6: Erdgasstarife nach Verbrauchssektoren.....	13
Tabelle 2-7: Preise für Mineralölprodukte im Iran	14
Tabelle 2-8: Subventionen im Energiesektor aufgeteilt nach Verbrauchern und Energieträgern im Iran 1999	14
Tabelle 4-1: In GOMBIS enthaltene Verbrauchertypen	33
Tabelle 4-2: Gegenüberstellung der Simulationsmodelle PRAXOGES und TRNSYS	47
Tabelle 6-1: Anhaltswerte zum Entwurf von Solaranlagen in Deutschland	81
Tabelle 6-2: Empfehlungswerte zur Dimensionierung von Solaranlagen in unterschiedlichen Gebieten des Iran im Vergleich mit Berlin	85
Tabelle 7-1: Monatlicher Wärme- und Kühlbedarf eines WBS 70 Plattenbaus in Ramsar.....	89
Tabelle 7-2: Jährlicher Haushaltsstromverbrauch Pro-Kopf	91
Tabelle 7-3: Überblick über den monatlichen Energiebedarf in fünf repräsentativen Städte im Iran.....	92
Tabelle 7-4: Spezifische Investitionskosten einer mittelgroßen Anlage zur Nahwärme- Kälteversorgung	93
Tabelle 7-5: Rechnerische Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten und Kosten der Wartung und Instandsetzung der Anlagen	94
Tabelle 7-6: Gas- und Strompreise im Iran nach Verbrauchersektoren mit und ohne Subvention.....	95
Tabelle 7-7: Szenarien für Klimaregion I (Ramsar).....	96
Tabelle 7-8: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1) und KWK (Szenario 2)	99
Tabelle 7-9: Kostenbilanz aus der Sicht eines Betreibers für Region I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1) und KWK (Szenario 2)	100
Tabelle 7-10: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region I (Ramsar), Solarenergienutzung (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario	100
Tabelle 7-11: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region I (Ramsar), KWK-Nutzung (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario	101
Tabelle 7-12: Szenarien für Klimaregion II (Tabriz)	102
Tabelle 7-13: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region II (Tabriz), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und PV-Nutzung (Szenario 3).....	105
Tabelle 7-14: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region II (Tabriz), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario	106

Tabelle 7-15: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region II (Tabriz), Nutzung der KWK (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario	106
Tabelle 7-16: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region II (Tabriz), Nutzung der PV (Szenario 3) im Vergleich zum Basisszenario	107
Tabelle 7-17: Szenarien für Klimaregion III (Shiraz)	108
Tabelle 7-18: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region III (Shiraz), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und PV-Nutzung (Szenario 3).....	112
Tabelle 7-19: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region III (Shiraz), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario	112
Tabelle 7-20: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region III (Shiraz), Nutzung der KWK (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario.....	113
Tabelle 7-21: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region III (Shiraz), Nutzung der PV (Szenario 3) im Vergleich zum Basisszenario	113
Tabelle 7-22: Szenarien für Klimaregion IV (Bandar-Abbas)	114
Tabelle 7-23: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region IV (Bandar-Abbas), Basisszenario sowie Solarenergienutzung für Wärme (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Solarenergienutzung für Wärme und Kälte (Szenario 3).....	116
Tabelle 7-24: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region IV (Bandar-Abbas), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario.....	117
Tabelle 7-25: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region IV (Bandar-Abbas), Nutzung der Kraft-Wärme-kälte- Kopplung (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario	117
Tabelle 7-26: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region IV (Bandar-Abbas), Nutzung der Kraft-Wärme-kälte- Kopplung und Solarthermie (Szenario3) im Vergleich zum Basisszenario.....	117
Tabelle 7-27: Szenarien für Klimaregion V (Kerman)	118
Tabelle 7-28: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region V (Kerman), Basisszenario sowie Solarenergienutzung für Wärme (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Solarenergienutzung für Wärme und Kälte (Szenario 3).....	121
Tabelle 7-29: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region V (Kerman), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario	121
Tabelle 7-30: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region V (Kerman), Nutzung der Kraft- Wärme-kälte- Kopplung (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario	122
Tabelle 7-31: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region V (Kerman), Nutzung der Kraft- Wärme-kälte- Kopplung und Solarthermie (Szenario 3) im Vergleich zum Basisszenario.....	122

Abbildungen:

Abbildung 1-1: Lokale Energievorkommen im Iran	4
Abbildung 1-2: Eingrenzung der Zielsetzung: Teilörtliche Energieversorgungskonzepte.....	6
Abbildung 2-1: Irans naturräumliche Großeinheiten	9
Abbildung 2-2: Verteilung der Solareinstrahlung	10
Abbildung 4-1: Ablauf der Energiebedarfsabbildung in GOMBIS	32
Abbildung 4-2: Funktionsschema des verwendeten Berechnungsverfahrens	35
Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der strahlungstechnischen Eigenschaften am Beispiel eines Zweifachisolierglases	41
Abbildung 4-4: Wärmeverluste an das Erdreich.....	43
Abbildung 4-5: PRAXOGES-Aufbau	46
Abbildung 4-6: Energiebilanz einer Wärmebereitstellungsanlage	48
Abbildung 4-7: Energiebilanz einer KWK-Anlage.....	49
Abbildung 4-8: Energiebilanz einer Kompressionskältemaschine	49
Abbildung 4-9: Energiebilanz einer Absorptionskältemaschine	51
Abbildung 4-10: Energiebilanz einer Photovoltaikanlage.....	52
Abbildung 4-11: Gesamtdarstellung einer kompletten Energieversorgung in GOMBIS	53
Abbildung 4-12: Arbeitsablauf in GOMBIS	54
Abbildung 4-13: Schematische Darstellung einer thermischen Solaranlage mit Nachheizung	56
Abbildung 4-14: Wärmeströme im Speichermodell	59
Abbildung 4-15: Ablauf der Rechnung in PRAXOSOL für eine Jahresstunde.....	61
Abbildung 4-16: PRAXOSOL-Aufbau in Kombination mit Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES und GOMBIS	62
Abbildung 4-17: In PRAXOSOL verfügbare Systemschaltungen.....	63
Abbildung 5-1: Bewertung der Wärme aus einem BHKW mit einer Primärenergie-Gutschrift für die Stromerzeugung.....	69
Abbildung 5-2: Bewertung des Stroms aus einem BHKW mit einer Primärenergie-Gutschrift für die Wärmeerzeugung.....	69
Abbildung 5-3: Ablauf der Wirtschaftlichkeitsrechnung in GOMBIS	72
Abbildung 6-1: Geordnete Jahresdauerlinie (thermisch) und Dimensionierung eines BHKW	77
Abbildung 6-2: Geordnete Jahresdauerlinie und Dimensionierung eines BHKW bei vorgegebenen oberen und unteren Leistungsgrenze	79
Abbildung 6-3: Systemnutzungsgrad, Wärmepreis und solarer Deckungsanteil. Vergleich zwischen Berlin und Ramsar für eine Beispielanlage	82

Abbildung 6-4: Darstellung der Bestimmung des minimalen saisonalen Wärmespeicherungsbedarfs mit Hilfe der Energiesummenlinie	83
Abbildung 6-5: Dimensionierung der Solaranlage für Region I (Ramsar).....	85
Abbildung 6-6: Zwei-Leiter-Netz mit Speicher bzw. mit Durchlauferhitzer	87
Abbildung 7-1: Simulierter täglicher Heizenergiebedarf eines WBS 70 Plattenbaus in Ramsar	90
Abbildung 7-2: Berechneter Verlauf der Kaltwassertemperatur	91
Abbildung 7-3: Jährlicher Pro-Kopf-Energiebedarf in fünf repräsentativen Städten im Iran	92
Abbildung 7-4: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Ramsar	96
Abbildung 7-5: Anteilige Deckung des Wärmebedarfs durch eine Solaranlage	97
Abbildung 7-6: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW	97
Abbildung 7-7: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario1) und KWK (Szenario2)	98
Abbildung 7-8: Energiebereitstellung für Klimaregion I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario1) und KWK (Szenario2)	98
Abbildung 7-9: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Tabriz.....	102
Abbildung 7-10: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW	103
Abbildung 7-11: Jahresdauerlinie Strombedarf und Strombereitstellung durch PV-Anlage	103
Abbildung 7-12: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion II (Tabriz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3).....	104
Abbildung 7-13: Energiebereitstellung für Klimaregion II (Tabriz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3).....	104
Abbildung 7-14: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Shiraz.....	108
Abbildung 7-15: Monatliche Wärmebereitstellung durch einen Kessel und eine solarthermische Anlage	109
Abbildung 7-16: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW	109
Abbildung 7-17 Monatliche Strombereitstellung durch PV-Anlage	110
Abbildung 7-18: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion III (Shiraz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3).....	110
Abbildung 7-19: Energiebereitstellung für Klimaregion III (Shiraz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3).....	111
Abbildung 7-20: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Bandar-Abbas.....	114
Abbildung 7-21: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion IV (Bandar-Abbas), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3).....	115
Abbildung 7-22: Energiebereitstellung für Klimaregion IV (Bandar-Abbas), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3).....	115
Abbildung 7-23: Geordnete Jahresdauerlinien für Energiebedarf in Kerman	118
Abbildung 7-24: Wärmebereitstellung durch Kessel und Solaranlage für Kerman (Klimaregion V), Szenario 1	119

Abbildung 7-25: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW	119
Abbildung 7-26: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion V (Kerman), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3).....	120
Abbildung 7-27: Energiebereitstellung für Klimaregion V (Kerman), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3).....	120

Verzeichnis der Symbole und Abkürzungen

Symbol	Bedeutung	Einheiten
a	Absorptionsfaktor	
a_0	Wärmedurchgangskoeffizient, einfach	W/m^2K
a_1	Wärmedurchgangskoeffizient, quadratisch	W/m^2K^2
a_s	Absorptionskoeffizient für kurzwellige Strahlung	W/m^2K
A	Fläche	m^2
A_e	Aperturfläche	m^2
c	spezifische Wärmekapazität	J/kgK
d	Durchmesser	m
E	Korrekturfaktor für Zeitgleichung	min
$\dot{G}$	Solareinstrahlung	W/m^2
$\dot{G}_0$	Solarkonstante	W/m^2
$\dot{G}_{0,k}$	Extraterrestische Solareinstrahlung	W/m^2
h	Sonnenhöhe	Grad
H	Höhe	m
k	Wärmedurchgangskoeffizient	W/m^2K
K	Korrekturfaktor	-
K_T	Bewölkungsindex	-
l	Länge	m
$\dot{m}$	Massenstrom	kg/s
n	Kollektorneigungswinkel	Grad
P	Elektrische Leistung	W
Q	Thermische Energie	J
$\dot{Q}$	Thermische Leistung	W
r	Reflexionsfaktor	-
R	Bodenrauhigkeit	-
R_k	Wärmedurchgangswiderstand	$m^2 K/W$
s	Dicke einer Bauteilschicht	m
t	Zeit	s
T	Temperatur	K
$\dot{V}$	Volumenstrom	m^3/s
w	Windgeschwindigkeit	m/s

Griechische Symbole

Symbol	Bedeutung	Einheiten
α	Azimutwinkel	Grad
α_a	äußerer Wärmeübergangskoeffizient	W/m^2K
α_i	innerer Wärmeübergangskoeffizient	W/m^2K
α_s	äußerer Wärmeübergangskoeffizient für Strahlung	W/m^2K
α_k	äußerer Wärmeübergangskoeffizient für Konvektion	W/m^2K
δ	Deklinationwinkel	Grad
Δ	Intervall, Differenz	-
ε	Emissionskoeffizient	-
ε_{KKM}	Leistungszahl einer Kompressionskältemaschine	-
η	Wirkungsgrad	-
η_0	Konversionsfaktor	-
η_V	Verteilungswirkungsgrad	-
η_s	Sammelwirkungsgrad für die Nutzwärme bei einem BHKW	-
λ	Wärmeleitfähigkeit	W/mK
ξ	Heizzahl bzw. Leistungszahl	-
ρ	Dichte	kg/m^3
φ	Geographische Breite	Grad

τ	Transmissionsfaktor	-
θ	Einstrahlwinkel	°
Φ	Wärmeübertragungsfaktor	-
ψ_z	Zenithwinkel	Grad
ω	Stundenwinkel	Grad

Tiefgestellte Indizes

a	Austritt
diff,h	Diffuse (Solareinstrahlung) auf horizontale Fläche
dir,h	Direkte (Solareinstrahlung) auf horizontale Fläche
e	Eintritt
erz	erzwungene
F	Fenster
G	Glas
G,g	Globalstrahlung auf geneigte Fläche
G,h	Globalstrahlung auf horizontale Fläche
ges	gesamt
GW	Grundwasser
HK	Heizkessel
i	innen
K	Kälte
Kol	Kollektor
kon	Konventionelle (lokale)
kw	Kaltwasser
L	Luft
m	mittlere
max,ab	maximale Abgabe
nat	natürliche
NH	Nachheizung
R	Rohr
rück	Rückgewinnung
sp	Speicher
T	Transmission
th	thermisch
U	Umgebung
V	Verteilung
W	Wasser
WOZ	Wahre Ortzeit
WT	Wärmeübertrager
WW	Warmwasser
zu	zugeführt

Abkürzungen:

AKM	Absorptionskältemaschine
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
DIN	Deutsche Industrie-Norm
DIN V	Deutsche Industrie-Norm, Vornorm
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GOMBIS	GesamtOptimierungsModell auf Basis Integrierter Systemsimulation
KKM	Kompressionskältemaschine
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
PV	Photovoltaik
PRAXOGES	PRAXisOrientierte GebäudESimulationsprogramm
PRAXOSOL	PRAXisOrientierte SOLthermie Simulationsprogramm
SKE	Steinkohleneinheit
TRY	Test-Reference-Year
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

1. Einleitung

Die gegenwärtige volkswirtschaftliche Situation im Iran ist durch das hohe Bevölkerungswachstum und eine verstärkte Industrialisierung gekennzeichnet. Dadurch induziertes Wirtschaftswachstum ruft eine Verbesserung des Lebensstandards und einen hohen Zuwachs des Energiebedarfs hervor. Um neue Wege zur Bewältigung der ständig wachsenden Energienachfrage einzuschlagen und die damit verbundenen Schadstoffemissionen durch Industrie, Verkehr und Haushalte einzudämmen, werden viele Hoffnungen auf energieeffiziente Technologien und erneuerbare Energien gesetzt. Es stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, inwieweit ein Technologietransfer im Bereich der Energieeinsparung und Nutzung neuer Technologien dem Iran eine Phase hoher Energieintensität ersparen kann.

Der Schwerpunkt der Aktivitäten der nationalen Energieplanung im Iran lag in der Vergangenheit und zum Teil noch heute fast ausschließlich auf der Angebotsseite (siehe [1]). Zudem wurde die Energieplanung eher als ingenieurmäßige Anlagenplanung verstanden, die sich nur allmählich zur nationalen Energieplanung entwickelte. Die Planung der Energieangebotsseite hat auch heute noch ihre Bedeutung, um mit der Sicherstellung einer minimalen Energieversorgung die Befriedigung von Grundbedürfnissen zu ermöglichen, da trotz des enormen Energiepotentials die Energieversorgung im Iran unzureichend und nicht gesichert ist.

Zur Erreichung der von der Regierung gesetzten entwicklungspolitischen Ziele im Industrie-, Dienstleistungs- und Transportsektor stehen nicht genügend Energiemengen zum richtigen Zeitpunkt bzw. am gewünschten Ort zur Verfügung. Das vorhandene Energieangebot konzentriert sich auf große Städte und Industriegebiete, die dadurch einmal mehr zum Anziehungspunkt der Landbevölkerung werden. Auf dem Land fehlt Energie zur Deckung der wichtigsten Bedürfnisse wie z.B. die Trinkwasserbereitung oder zum Betrieb von medizinischen und landwirtschaftlichen Einrichtungen. Eine unzureichend entwickelte oder gar nicht vorhandene Infrastruktur zur Anpassung und Verbreitung geeigneter Technologien und Planungsfehler der Vergangenheit sind die Ursachen dafür, dass außerhalb der städtischen Zentren nur ein verschwindend geringer Prozentsatz der privaten Haushalte vollständig mit Strom oder Ölprodukten versorgt werden kann. Dies führt zu einer starken Heterogenität der Energiesysteme. Daher manifestiert sich die Einbindung der Energieplanung in den nationalen Entwicklungsprozess in verschiedenen Dimensionen. Ausgangspunkt ist dabei die Überlegung, dass Energieplanung einen integralen Bestandteil des sozioökonomischen Entwicklungsprozesses bildet. Dementsprechend existiert im Iran häufig eine enge Verknüpfung von Energieplanung und -politik mit Regional- oder Strukturpolitik [2].

Die Herausforderung und die Aufgaben der Energieplanung im Iran, wie in vielen Entwicklungsländern, ergeben sich aus einer Reihe von spezifischen Problemen und Rahmenbedingungen, die wie folgt zusammengefasst werden können:

- hohe Kapitalintensität der Investitionen
- lange Planungslaufzeiten
- begrenzte Flexibilität leitungsgebundener Energieträger
- zunehmende Konflikte mit umweltpolitischen Zielen
- ordnungspolitische Besonderheiten
- stark schwankende und schwer prognostizierbare internationale Energiepreise
- schneller technologischer Wandel

Die Notwendigkeit, sich in diesem Zusammenhang mit der iranischen Energiewirtschaft zu beschäftigen, ist angesichts der heutigen Wirtschaftslage im Iran erforderlich. Eine nähere Untersuchung von Ursachen der Fehlentwicklungen im Energiesektor zeigt, dass vorhandene Energieressourcen vorrangig als billige Rohstoffe für kurzfristige Deviseneinnahmen ausgebeutet wurden und werden, anstatt sie für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung des Landes zu verwerten und behutsam einzusetzen. Dabei werden auf dem Weltmarkt durch diese Produkte nur geringe Gewinne erzielt, so dass die notwendigen Investitionsmaßnahmen zur Ankurbelung der Wirtschaft aus Finanzmittelknappheit häufig zurückgestellt werden müssen. Auch die bisherigen Versuche, subventionierte elektrische Energie zur Förderung der landwirtschaftlichen, handwerklichen und industriellen Produktion im ausreichenden Ausmaß bereit zu stellen, hatten nur wenig Erfolg. Einer der wichtigsten Gründe liegt darin, dass solche Elektrifizierungsprojekte in der Regel überdimensioniert, teuer und an den spezifischen Bedürfnissen des Landes vorbeigeplant wurden. Die Entwicklung des ländlichen Raumes wurde dabei vernachlässigt, was wirtschaftliche und soziale Ungleichgewichte mit sich gebracht hat.

Angesichts dieser Situation sollte die Energieversorgung der Bevölkerung vor allem in abgelegenen Gebieten an Bedeutung gewinnen. Dabei kommt der dezentralen Energieversorgung ein hoher Stellenwert zu. Die Endlichkeit der fossilen Energieträger sowie die bei der Verfeuerung hervorgerufenen Umweltbelastungen machen es notwendig, erneuerbare Energiequellen bei der zukünftigen Energieversorgung einzubeziehen. Ordnungspolitische und institutionelle Gegebenheiten der nationalen Energiesysteme geben weitere wichtige Rahmenbedingungen vor. Im Iran sind diese Strukturen in der Regel wesentlich zentralistischer und durch eine starke Rolle des Staates gekennzeichnet, was zu einer problematischen Energieplanung führt.

Ein systemimmanenter Lösungsweg ist, auf große zentrale Versorgungseinheiten (z.B. Kraftwerke), die auf Rohstoffimporte oder lange Transportwege angewiesen sind, zu verzichten und statt dessen auf Alternativen zurückzugreifen. Hieraus ergeben sich Konzepte, die zentral organisiert sind, aber dezentral angewendet und betrieben werden. In der vorliegenden Arbeit wird daher die Nutzbarkeit der Solarenergie sowie verschiedener Kraft-Wärme-Kältetechnologien in diesem Kontext geprüft. Andere erneuerbare Energien wie Wind oder Wasserkraft werden in dieser Arbeit nicht gesondert berücksichtigt, da sie im Normalfall in das bestehende nationale, d.h. zentral versorgte, Energiesystem eingebunden sind.

1.1 Problemstellung

Ein Energieversorgungskonzept kann als Fachplanung im Rahmen der allgemeinen Entwicklungsplanung angesehen werden. Es ist, je nach Planungsphase, das Leitbild für die landesweite, regionale oder betriebliche Energiepolitik. Die Erfahrungen in Industrieländern zeigen, dass die Energieversorgungskonzepte systematisch anhand ihrer Untersuchungsgebiete, Trägerschaften, Anlässe und Zielsetzungen eingeteilt werden können.

Untersuchungsgebiet: Hinsichtlich des räumlichen Bezuges lassen sich objektbezogene, teilörtliche, örtliche und regionale Energiekonzepte unterscheiden. Während sich die objektbezogenen auf einzelne Neubauvorhaben, Sanierungsobjekte oder Gewerbebetriebe beziehen, gelten teilörtlichen Konzepte für die gesamten Neubau-, Sanierungs- oder Gewerbegebiete. Örtliche Konzepte sind Leitbilder für die kommunale Energieversorgung, die regionalen bestehen aus Strategiekonzepten.

Trägerschaften: Träger objektbezogener Energiekonzepte sind in der Regel private, öffentliche oder gewerbliche Gebäudeeigner, die der teilörtlichen Energieversorgungskonzepte Kommunen, Bau- oder Sanierungsträger sowie die Energieversorgungsunternehmen (EVU). Für die örtlichen Energieversorgungskonzepte sind vor allem Städte oder Gemeinden zuständig. Träger regionaler Energieversorgungskonzepte können kommunale Zweckverbände oder projektbezogene Arbeitsgemeinschaften sein.

Anlass: Anlass für die Erstellung teilörtlicher, örtlicher und regionaler Konzepte sind meist der energie- und umweltpolitische Gestaltungswille oder das Informationsbedürfnis der Entscheidungsträger. Dazu kommen regionalwirtschaftliche und strukturpolitische Gründe, die einen langfristigen Handlungsbedarf verursachen. Anlässe für einen akuten Handlungsbedarf ergeben sich oft im objekt- und teilörtlichen Bereich, wo der Investitionsbedarf oder bevorstehende Anpassungsmaßnahmen den Handlungsspielraum zur Energie- und Kosteneinsparung begrenzen. Sie haben dadurch hohe kurzfristige Umsetzungschancen.

Zielsetzung: Das Hauptziel ist in erster Linie eine sichere Energieversorgung, daneben rücken aber immer mehr Ziele wie Einsparung von Primärenergie als Mittel zur Umweltentlastung, insbesondere die CO₂-Reduzierung sowie die Stärkung der Eigenverantwortung bei der Energieversorgung in den Vordergrund. Bei einem Energieversorgungskonzept muss also abgewogen und entschieden werden, ob sichere Energieversorgung, Energieeinsparung, Umweltentlastung, Kosteneinsparung oder Flexibilität Priorität haben sollen. Energiekonzepte dienen der Bewältigung dieser Konflikte und können dazu beitragen, Handlungsspielräume aufzuzeigen, Alternativen zu vergleichen, Vor- und Nachteile verschiedener Varianten zu benennen, um so eine Entscheidung unter Betrachtung aller Aspekte und Varianten zu ermöglichen.

Die Erstellung eines Energiekonzeptes unterscheidet sich in der Herangehensweise grundsätzlich von der konventionellen Ausbau- oder Absatzplanung für verschiedene Energiearten und von der rein objektbezogenen technischen Planung. Während bei diesen Bauweise, Energietechnik und Energieträger meist feststehen und nur noch die Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit einer Variante ermittelt werden sollen, ist ein Energiekonzept dadurch charakterisiert, dass es die Frage erst beantworten soll, mit welchen Bauweisen, Energietechniken oder Energieträgern ein bestimmter Bedarf an Energiedienstleistung am besten - in Sinne der Zielsetzung - erbracht werden kann.

Energiekonzepte sollen für die jeweiligen regionalen Gegebenheiten passende Lösungen darstellen. Da die Problemstellungen und Realisierungsbedingungen bei jedem Projekt anders sind, stehen bisher weder universelle Bearbeitungs- noch Lösungsschemata zur Verfügung.

Es stellt sich die Frage: Worin unterscheidet sich die Erarbeitung eines Energieversorgungskonzeptes in einem Entwicklungsland von einer analogen Fragestellung in einem Nicht-Entwicklungsland? Können die o.g. Kriterien und Aufteilung ohne weiteres in einem Entwicklungsland angewandt werden?

Der erste Untersuchungsschritt bei der Erstellung eines Energieversorgungskonzeptes ist die Analyse des Energiebedarfs. Diese Analyse bildet die wichtigste Grundlage zur Erstellung von Energieversorgungskonzepten. Die Aufgabe der Analyse ist es, die Planungsgrundlage für sämtliche weiteren Schritte zu stellen. Betrachtet man jedoch die spezifischen Gegebenheiten und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen bei der Projektplanung, stellt man fest, dass die Voraussetzungen für eine fundierte Energieplanung in Entwicklungsländern meist nicht gegeben sind. So stellt die in fast allen Entwicklungsländern dürftige Datenbasis das Haupthindernis für die Energieplanung dar. Die notwendigen Daten für die Energieplanung sind nur mit einem enormen finanziellen und zeitlichen Aufwand zu beschaffen.

Können mittels geeigneter Methoden oder kombinierter Methoden aus den vorhandenen Energiebedarfsdaten die erforderlichen Grundlagen für die Erstellung eines Energieversorgungskonzeptes bereitgestellt werden? In wie weit können die Erfahrungen und die Methoden aus den Industrieländern hierfür genutzt werden?

Als ein weiterer wesentlicher Engpass erweist sich - bedingt durch die Komplexität der Energieprobleme in Entwicklungsländern - der Mangel an Experten, die der geforderten notwendigen Systemanalyse und der Multidisziplinarität gerecht werden. Hinzu kommt, dass meist eine große Heterogenität bezüglich des Entwicklungsniveaus, der Energieverfügbarkeit, der Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energieträger, zwischen Stadt und Land, arm und reich existiert. Die in den Entwicklungsländern anzutreffende Heterogenität ist im Allgemeinen von zweierlei Art: regional und lokal.

Regionale Heterogenität bezeichnet die Unterschiede der Energieverfügbarkeit zwischen verschiedenen Orten (Städte und Dörfer). Die Energiereserven, die in einem Land vorhanden sind, sind in den meisten Fällen ungleichmäßig verteilt. Manche Orte verfügen über Energievorräte, während in anderen Orten Energieträger importiert werden müssen. Die Beförderung der Energieträger von einem Ort zum anderen verursacht zusätzliche Kosten, die in Ländern mit größeren Entfernungen eine entscheidende Rolle spielen können. Das Land Iran ist ein Beispiel dafür.

Der Mangel an Energietransportinfrastruktur (Stromnetze, Pipelines, LKWs, Züge usw.) und die schlechten Straßenverhältnisse wirken sich nachteilig auf die Auslastung der bestehenden zentralen Energieumwandlungsanlagen aus. Er führte zudem dazu, dass es innerhalb einzelner Entwicklungsländer eine völlig heterogene Energieversorgungssituation gibt, die hier regionale Heterogenität genannt wird. Die regionale Heterogenität ist eine geographische Heterogenität, die aus den großen Unterschieden der Energieverfügbarkeit zwischen verschiedenen Orten resultiert (siehe Abbildung 1-1).



Abbildung 1-1: Lokale Energievorkommen im Iran (regionale Heterogenität)

Lokale Heterogenität bezeichnet die Differenzen im Energieverhaltensverhalten zwischen Familien innerhalb einer Siedlung, einer Ortschaft, eines Stadtteils oder Stadt.

In den Entwicklungsländern besteht eine große Disparität in der Einkommensverteilung der Bevölkerung. Es zeigt sich insbesondere, dass das Energieverhaltensverhalten stark vom verfügbaren Haushaltseinkommen geprägt ist. Es existieren verschiedene Einkommensgruppen, die ein entsprechend unterschiedliches Energieverhaltensverhalten aufweisen. Die lokale Heterogenität ist eine soziale Heterogenität innerhalb eines Ortes, die sich aus den Differenzen im Energieverhaltensverhalten aufgrund von Einkommensunterschieden verschiedener Personen ergibt. Die Heterogenität der Energiesysteme trägt wesentlich zur Verschärfung der Datenbeschaffungsproblematik bei, da die Unsicherheit der gewonnenen Daten einer heterogenen Gesamtheit - nach der Stichprobentheorie - größer wird, wenn man den Aspekt der Heterogenität bei der Datensammlung nicht berücksichtigt. Im vorliegenden Fall sind die Unterschiede zwischen ländlichem und -städtischem Energiesektor oft so groß, dass die Untersuchung in zwei Teilerhebungen für die städtischen und ländlichen Bereiche durchgeführt werden sollte [3]. Weiterhin sind die vorhandenen Untersuchungen oft nur bedingt belastbar. Dies kann sich auf die Dokumentation und Transparenz der Vorgehensweise, auf die Konsistenz und

Einheitlichkeit der Vorgehensweise und insbesondere auf die Evaluierung der Erhebungsmethode beziehen, die in kaum einem Fall veröffentlicht ist.

Die Ansätze zur Informationsgewinnung in Entwicklungsländern konzentrieren sich auf die Untersuchung der Energieversorgung (hauptsächlich Elektrifizierung). Eine Methodendiskussion findet nicht bzw. nicht in ausreichendem Maß statt. So werden z.B. die kulturellen oder politischen Determinanten, die bei sozialwissenschaftlichen Erhebungen eine große Rolle spielen, kaum untersucht und berücksichtigt. Die Frage der Messgenauigkeit sowie die Kosten-Nutzen-Überlegungen sind ebenso nur selten Gegenstand der Untersuchungen.

Bei der Durchführung von Energiebedarfsanalysen stehen neben der Höhe der Maximalleistung zwei Fragestellungen im Vordergrund:

- Wie ist der zeitliche Verlauf des Energiebedarfs (d.h. Erstellung des Lastganges in einer ausreichend hohen zeitlichen Auflösung)?
- Wie hoch ist der Jahresenergiebedarf insgesamt?

Beide Fragestellungen besitzen aus energietechnischer und energiewirtschaftlicher Sicht Relevanz für die Planung, Auslegung und Optimierung des Betriebs von energietechnischen Anlagen sowie die Beurteilung von Maßnahmen der rationellen Energieanwendung. Speziell bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bzw. Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) werden zeitlich hochaufgelöste Lastgänge als Grundlage für Simulations- bzw. Optimierungsrechnungen benötigt [4, 5].

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in den Industrieländern in den letzten Jahren erhebliche Entwicklungen im Bereich der Informationsgewinnung zur Energienachfrageanalyse stattgefunden haben. In den Entwicklungsländern erscheint trotz einer Reihe von Aktivitäten die wissenschaftliche Durchdringung im Energiebereich noch verbesserungswürdig.

Im Anschluss an die Entwicklung einer Methode zur Datenerhebung und –bearbeitung stehen die Entwicklungs- und Gesamtplanentwicklungsabläufe.

1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist es, einen Leitfaden dafür zu geben, wie in einem Entwicklungsland wie dem Iran Versorgungskonzepte entwickelt werden können, die unter Einbeziehung von Solarenergie und Kraft- Wärme- Kälte-Kopplung den wachsenden Energiebedarfs möglichst rationell, umweltfreundlich und wirtschaftlich decken. Diese Zielsetzung macht die Untersuchung einer Reihe unterschiedlicher Problemstellungen aus verschiedensten Bereichen der Energiewirtschaft, der Energietechnik, des Maschinenbaus und anderen technischen und nicht technischen Disziplinen erforderlich.

Die Arbeit konzentriert sich auf teillörtliche Energieversorgungskonzepte. An diesen Energiekonzepten soll exemplarisch eine Vorgehensweise entwickelt werden, die dann auf größere Versorgungsgebiete übertragen werden kann. Dafür ist es notwendig, alle Planungsschritte von der Bestandsaufnahme über die Betrachtung von Varianten bis zur Empfehlung einer Versorgungsvariante zu durchlaufen.

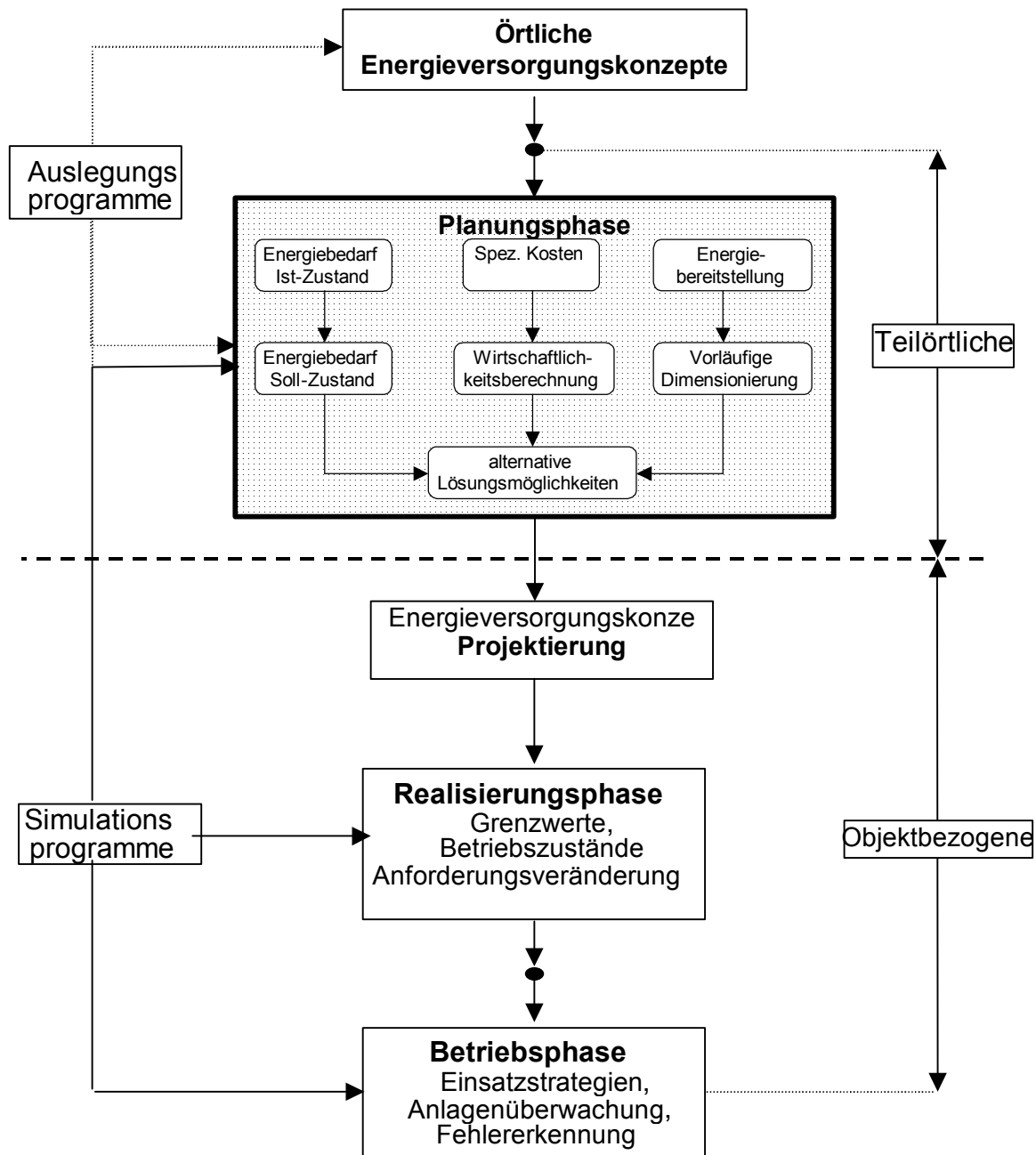


Abbildung 1-2: Eingrenzung der Zielsetzung: Teilörtliche Energieversorgungskonzepte

Das Planungsziel ist es, die Planungsphasen (Vorplanung und Entwurfsphase) eines Anlagenkonzeptes unter Einbeziehung der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen sowie lokalen Gegebenheiten festzulegen (Abbildung 1-2). Die Planungsphasen bestehen aus:

- Analyse der Grundlagen: Zur Ermittlung der Grundlagen (Energiebedarf Ist- und Sollzustand) muss zunächst der Umfang der zur versorgenden Objekte erfasst werden. Darauf aufbauend sind der Energiebedarf (Wärme, Kälte, Strom) zu berechnen sowie die projektspezifischen Randbedingungen zu ermitteln. Eine erste vorläufige Dimensionierung der wichtigsten Komponenten verbunden mit einer Schätzung der Investitionskosten bildet den Abschluss der Grundlagenermittlung.
- Erarbeiten eines Planungskonzepts mit überschlägiger Auslegung der wichtigsten Systeme und Anlagenteile.
- Wirtschaftlichkeitsberechnung

d) Untersuchung alternativer Lösungsmöglichkeiten, die die gleichen Zielvorgaben erfüllen.

Für eine Energieplanung heißt das: Bedarfsermittlung, Entwicklung technischer Anlagenkonzepte zur Energiebereitstellung inklusive alternativer Lösungen und Wirtschaftlichkeitsrechnung.

Kapitel 2 liefert Hintergrundinformationen für die Fallstudie, insbesondere zu Rahmenbedingungen der bestehenden iranischen Energiewirtschaft und zur zukünftigen Energiebedarfsentwicklung.

Um die Energieversorgungskonzepte planen und die dazugehörigen Anlagen auslegen zu können, ist eine zuverlässige Bedarfsanalyse notwendig. Im Kapitel 3 werden verschiedene Methoden der Energiebedarfsanalyse hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit im Iran untersucht. Diesen Voruntersuchungen folgt die Diskussion, welche Methoden der Bedarfsanalyse ungeeignet sind, welche möglich erscheinen und an welchen Stellen Forschungsleistungen zu erbringen wären, um einen erfolversprechenden Einsatz zu ermöglichen. Schließlich wird basierend auf Erfahrungen aus Industrieländern eine neue Methode zur Informationsaufbereitung, kombiniert mit Berechnungsverfahren, entwickelt.

In der vorliegenden Arbeit sollen die komplexen Systeme von Energieträgern über eine Reihe von Umwandlungsprozessen bis hin zum Energienutzer betrachtet werden. Am Markt sind eine Reihe von Computerprogrammen verfügbar, die Planer und Entscheider in vergleichbaren Fragestellungen unterstützen. Allerdings wurden alle diese Hilfsmittel für die Anwendung in Industrieländern entwickelt. Literaturrecherchen zeigen, dass die vorhandenen Programme für die in dieser Arbeit gestellten Aufgaben und Anforderungen nicht geeignet sind (vgl. [6 , 7, 8]). Sie erfordern entweder eine detaillierte Datenerfassung, die im Iran im Normalfall nicht vorliegt, oder bieten sich nur als Grobanalyse-Programme für einzelne konventionelle Anlagen an.

Es wird daher ein im Kapitel 4 näher beschriebenes Simulationsprogramm mit quasistationären bzw. quasidynamischen Modellen (Zeitschrittverfahren) entwickelt. Mit diesem Programm können Versorgungsszenarien mit dem Schwerpunkt der Energieerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung sowie Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung und Solaranlagen (Photovoltaik und thermische) simuliert und bilanziert werden. Das Programmpaket besteht aus drei Modulen. Ein Gebäudesimulationsprogramm zur Ermittlung des Wärme- und Kältebedarfs von Gebäuden, ein Programm zur Auslegung der solarthermischen Anlagen sowie das Hauptprogramm zur Charakterisierung der Struktur und der Höhe des Energiebedarfs mit anschließender Auslegung der Anlagenkomponenten. Vor allem bietet es verschiedene Möglichkeiten, auch bei einer eingeschränkten Datenlage den Energiebedarf ausreichend darstellen zu können und die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energiesysteme im Vergleich zu konventionellen Versorgungslösungen zu untersuchen.

Die Energieversorgung gleichzeitig ökologisch und wirtschaftlich tragfähig zu gestalten ist eine komplexe Aufgabe. Im Kapitel 5 werden die unterschiedlichen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung diskutiert und nach ihrem Gültigkeitsbereich untersucht. Es wird eine modifizierte Wirtschaftlichkeitsberechnung vorgestellt, die nicht nur Investitionen, sondern auch die Sichtweisen der Akteure (private Investoren, Betreiber, EVU) betrachtet.

Da die gängigen, in den westlichen Industrieländern verwendeten Methoden zur Dimensionierung der Anlagenkomponenten - insbesondere bei der Nutzung der erneuerbaren Energien - aufgrund der grundsätzlich verschiedenen Voraussetzungen, wirtschaftlichen Vorgaben und Zielstellungen zustande gekommen sind, werden Dimensionierungs- und Entwurfsregeln benötigt, die an die spezifischen strukturellen, geographischen und klimatischen Gegebenheiten im Iran angepasst sind. Ein erster Ansatz hierzu wird in Kapitel 6 entwickelt.

In Kapitel 7 werden die Ansätze aus vorherigen Kapiteln und die Anwendungsmöglichkeiten des Simulationsprogramms genutzt, um charakteristische Fallbeispiele, die u.a. aus klimatischen Gegebenheiten resultieren, zu berechnen und ihre wirtschaftliche Machbarkeit zu untersuchen.

Die Arbeit wird durch die Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse, die für die Energieplanung notwendig sind, abgeschlossen.

2. Energieversorgung im Iran

2.1 Allgemeiner Überblick

Geographische Merkmale

Der Iran umfasst eine Fläche von 1,648 Millionen km², auf der 62,8 (1998) Millionen Einwohner leben. Das Land wird nördlich vom Kaspischen Meer und südlich vom persischen Golf begrenzt und ist von der Türkei, dem Irak, Afghanistan, Pakistan und Staaten der GUS umgeben.

Bereits ein erster Blick auf die Gliederung des Landes zeigt einige wesentliche Aspekte der naturräumlichen Großeinheiten des Landes.

Der nahezu symmetrische Aufbau des Hochlandes im Iran legt es nahe, die natürlichen Landschaftstypen in fünf naturräumliche Großeinheiten¹ [9,10, 11, 12, 13] zu untergliedern (siehe Abbildung 2-1):

- I. Das südkaspische Tiefland, das sichelförmig die Südküste des Kaspischen Meers begleitet, stellt einen über 500 km langen und meist nur wenige Kilometer breiten Schwemmlandstreifen dar. Zum größten Teil unter dem Niveau der Weltmeere gelegen, wird es von einer Vielzahl von Bächen und Flüssen verschiedener Größe durchströmt.
- II. Die Gebirgszüge Alborz und Zagros, die den Durchgang des mediterranen Klimas ins Hochland des Iran verhindern, haben extrem lange Sommer- und Winterzeiten, wobei der jährliche Niederschlag zwischen 312 und 486 mm liegt. Als weitere klimatische Eigenschaft gelten die im Sommer hohen Temperaturen im Tal und die im Winter tiefen Temperaturen im Hochgebirge.
- III. Das iranische Hochland am Rande der beiden Gebirgszüge ist die dritte naturräumliche Großeinheit. Die ganzjährig ungehinderte Sonneneinstrahlung heizt die nur durch eine geringe Vegetationsdecke geschützten Binnenbecken stark auf. Trotz sommerlicher Höchstwerte und hoher monatlicher und jährlicher Durchschnittstemperaturen ist winterlicher Frost nicht unbekannt. Der Vegetationsmangel oder die Vegetationslosigkeit sind ein Ausdruck des Niederschlagsdefizits in diesem Gebiet.
- IV. Angesichts der trennenden Wirkung des Zagros besteht der vierte natürliche Großraum aus den Tiefländern der Golfküstenregion. Die sehr charakteristischen Kennzeichen dieser Küstenregion vom Persischen Golf und Omansee sind heiße Sommerzeiten, mildere Winterzeiten und eine hohe Luftfeuchtigkeit. Als weiteres gemeinsames Kennzeichen gelten die absolute Frostfreiheit und die abgeschwächten Jahresschwankungen der Temperatur. Die gebirgsnahe Region unterscheidet sich von der übrigen Golfregion nur geringfügig.
- V. Die große Salzwüste der Kavir und Lut gehören zur fünften Zone. In dieser fast unbewohnten Fläche von 28000 km² werden mit Abstand die höchsten Temperaturen des Landes erreicht. In einer Analyse des Klimas der Wüste Lut kommt Stratil-Sauer [14] zu der Auffassung, dass hier wahrscheinlich die höchsten Temperaturwerte der Erde erreicht werden [15].

¹ In der Geologie werden für den Iran 5 bis 7 Einheiten unterschieden; in der Geographie sogar bis zu zehn. Das Untergliedern in fünf Großeinheiten schien bei dieser Arbeit zweckmäßig.

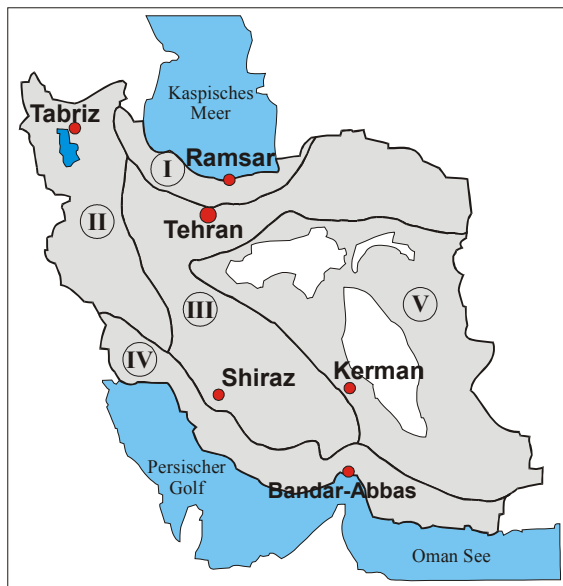


Abbildung 2-1: Irans naturräumliche Großeinheiten [16]

Bei einer mittleren Bevölkerungsdichte von 38 Einwohner je km² ist der Iran relativ dünn besiedelt, wobei sich die ethnisch heterogene² Bevölkerung regional sehr unterschiedlich verteilt. Die zwei Salz- und Lutwüsten mit etwa 17% der gesamten Landfläche beherbergen weniger als 1% der Bevölkerung [17]; mehr als 70% der Bevölkerung leben im Norden und im westlichen Streifen vom Zagrosgebirge. Allein in der Hauptstadt Teheran mit fast 6,5 Millionen Einwohnern (1993) bei einer Bevölkerungsdichte von 7.500 Ew. je km² konzentrieren sich etwa 12% der Gesamtbevölkerung.

Von 1990 bis 1995 während des ersten Fünf-Jahres-Planes nahm die Bevölkerung jährlich um 3,2% zu. Dieser Bevölkerungswachstum wurde innerhalb des zweiten Fünf-Jahres-Planes (Second Five Year Plan, SFYP 1995 – 1999) auf 1,7% im Jahr 1999 gesenkt.

2.2 Energiewirtschaft im Iran

Im Iran werden Erdöl, Erdgas, Wasserkraft und Kohle als Primärenergieträger genutzt. Schätzungen der nachgewiesenen Reserven liegen bei 90 Milliarden Barrel Öl (ca. 8,5% der weltweit vorhandenen Reserven) und 24 Billionen m³ Erdgas (fast 15% der weltweit vorhandenen Reserven und damit zweitgrößter Anteil an den Reserven). Die nachgewiesenen Kohlereserven betragen (geschätzt) 13 Milliarden Tonnen [18].

Um die potentielle Solarenergie und die Verteilung der Solareinstrahlung im Iran zu bestimmen, führte die Universität Sharif eine Studie durch [19]. In einem Strahlungsmodell wurden die bereits dokumentierten Langzeitmessungen der Temperatur, der relativen Luftfeuchte und der Sonnenscheindauer neben der geographischen Breite und Höhe zum Meeresniveau als Randbedingungen bei der Abschätzung der Solareinstrahlung an einem beliebigen Standort eingesetzt. Die Ergebnisse der Studie für 43 Standorte in unterschiedlichen Gebieten zeigen, dass am Kaspischen Meer mit 2,8 bis 3,8 kWh/m² die niedrigste Solareinstrahlung und in Zentraliran mit 4,5 bis 5,2 kWh/m² die höchste Solareinstrahlung zu verzeichnen ist (Abbildung 2-2).

² Die Bevölkerung lässt sich nach ethnischen Gesichtspunkten in acht große Gruppen einteilen, Perser (51%), Azarbaijani (24%), Gilaki und Mazandarani (8%), Kurden (7%), Araber (3%), Luren (2%), Balutschi (2%), Turkmenen (2%) und andere (1%).

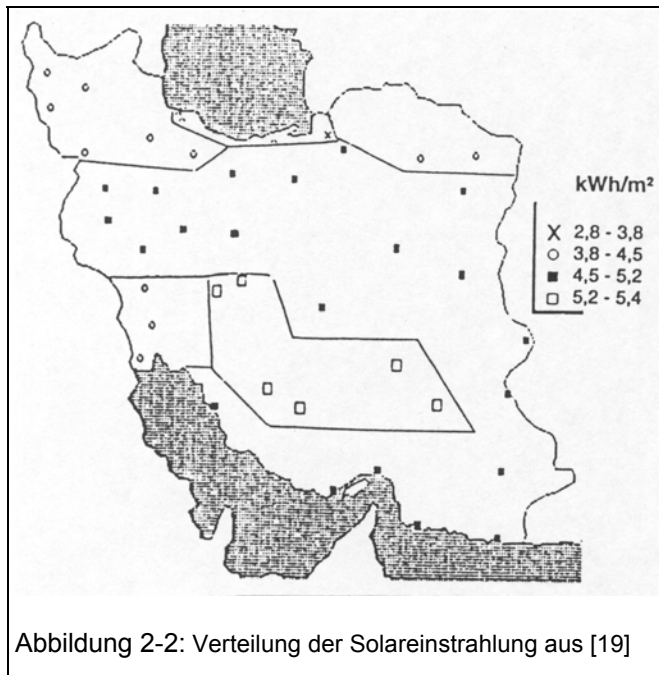


Abbildung 2-2: Verteilung der Solareinstrahlung aus [19]

Die mittlere Anzahl der Sonnenscheintage im Jahr beträgt zwischen 92,2 Tag/Jahr im Norden (Rascht) und 293,7 Tag/Jahr im Süden (Bandarlenge) [20]. Die mittlere jährliche Sonnenscheindauer liegt bei 1300 h in Rascht und 3154 h in Bandarlenge [21]).

Das gesamte Windenergiepotential des Landes wird auf 6500 MW geschätzt. Bis heute wurden vier Windkraftanlagen mit insgesamt 1610 kW in Betrieb genommen. Die weitere Nutzung der Windenergie hängt von der Preisentwicklung der fossilen Energieträger auf dem Weltenergiemarkt und der Höhe der spezifischen Investitionen pro kW-Leistung der Windkraftanlagen ab. Nach einer Wirtschaftlichkeitsberechnung für Windkraftanlagen mit einer Leistung zwischen 100 und 300 kW liegen die Investitionen pro kW-Leistung bei 1035 -

1265 US-\$ und die Gestehungskosten zwischen 5 - 10 Cents pro kWh. Für die Berechnungen wurde von einer mittleren Windgeschwindigkeit zwischen 6,5 und 8,5 m/s ausgegangen [20].

Geothermie wird entwickelt, spielt aber noch keine Rolle.

Die Nutzung der einzelnen Primärenergieträger ist in Tabelle 2-1 zusammengestellt.

	Menge			Anteil (%)			jährliche Wachstumsrate 1987-1999 (%)
	1987	1993	1999	1987	1993	1999	
Rohöl	891,7	1426,7	1234,1	90,8	86,2	76,8	2,7
Erdgas	69,6	206,7	356,7	7,1	12,5	22,2	14,6
Festbrennstoffe	4,8	3,6	5,7	0,5	0,2	0,4	1,4
Wasserkraft	13,1	15,3	7,8	1,3	0,9	0,5	-4,2
Andere erneuerbare Energien	-	-	0,1	-	-	0,03	-
Nicht kommerzielle Brennstoffe ³	3,3	3,1	2,8	0,3	0,2	0,2	-1,4
Summe	982,5	1655,5	1736,1	100	100	100	

Tabelle 2-1: Nutzung der Primärenergieträger im Iran (Millionen barrel Öl mboe) [22]

In den letzten 10 Jahren (1988-1999) ging der Anteil des Erdöls an den genutzten Endenergieträgern von 90,8% auf 76,8% zurück, während im gleichen Zeitraum der Anteil des Erdgases von 7,1% auf 22,2% stiegen. Von 1988 bis 1999 wurden in den Haushalten und im Gewerbe mehr als ein Drittel der gesamten Endenergie verbraucht. Damit nahm dieser Sektor den größten Teil von allen Sektoren ein. Der Endenergieverbrauch für den Transport betrug ein Viertel des Gesamtverbrauchs.

Aufgrund der niedrigen Energiepreise, verbunden mit Bevölkerungswachstum und Wirtschaftswachstum, verdreifachte sich in den letzten 20 Jahren der Energieverbrauch kontinuierlich (s. Tabelle 2-2) [22].

³ Nach [3] beträgt der Anteil des Nutzholzes an der Gesamtenergie in ländlichen Gebieten etwa 6,1% .

	Absolute Menge			Anteil (%)			jährliche Wachstumsrate
	1987	1993	1999	1987	1993	1999	1987-1999 (%)
Insgesamt	327,6	512,8	646,2	100	100	100	5,8
Nach Sektoren							
Industrie	90,4	125,9	154,8	27,6	24,6	24,0	4,6
Haushalte und Kleingewerbe	111,2	189,9	236,2	33,9	37,0	36,6	6,5
Transport	84,6	122,3	170,5	25,8	23,8	26,4	6,0
Landwirtschaft	26,6	31,0	30,4	8,1	6,0	4,7	1,1
sonstige	14,8	43,7	54,3	4,5	8,5	8,4	11,4
Nach Endenergieträgern							
Öl	262,9	351,9	381,8	80,3	68,6	59,1	3,2
Erdgas	32,9	113,8	199,2	10,0	22,2	30,8	16,2
Elektrizität	22,3	37,8	53,0	6,8	7,4	8,2	7,5
Festbrennstoffe	9,5	9,3	12,1	2,9	1,8	1,9	2,0

Tabelle 2-2: Endenergieverbrauch im Iran (mboe) [22]

Stromerzeugung

Die Eckwerte der Elektrizitätswirtschaft sind in Tabelle 2-3 zusammengestellt. Durchschnittlich nahmen im Zeitraum von 1989 bis 1999 die installierte Kraftwerksleistung, die erzeugte Strommenge, der Stromverbrauch und die Anzahl der Verbraucher um 5,8%, 8,2%, 7,8% bzw. 4,8% im Jahr zu.

	1989	1998	1999	jährliche Wachstumsrate 1989 – 1999 (%)
Installierte Leistung (MW)	14442	24437	25273	5,8
Erzeugung (GWh)	48725	97862	107207	8,2
Leitungs- und Verteilverluste (%)	14,7	15,5	15,7	
Verbrauch (GWh)	39956	77646	84656	7,8
- Haushalte (%)	39,5	36,9	35,2	
- Industrie (%)	21,2	31,1	31,3	
- Andere (%)	39,3	32,0	33,5	
Anzahl der Anschlüsse (1000)	9338	14128	15875	4,8

Tabelle 2-3: Eckwerte der Stromerzeugung im Iran

1999 verwaltete das Energieministerium insgesamt 25,3 GW Kraftwerksleistung. Davon wurden 51,9% in Dampfkraftwerken, 37,9% in GUD Kraftwerken, 7,9% mit Wasserkraft und der Rest, etwa 2,3%, in Dieselmotorkraftwerken erzeugt. Die Stromerzeugung nahm 1999 im Vergleich zu 1998 um 3,4% zu. Insgesamt erzeugten die Kraftwerke im Iran, einschließlich der staatlichen Kraftwerke unter Verwaltung des Energieministeriums und der Kraftwerke der Schwerindustrie, 112 TWh Strom. Die mittlere jährliche Wachstumsrate lag von 1990 bis 1999 bei 7,4%.

2.3 Ökonomischer Hintergrund

Das Bruttosozialprodukt betrug 1999 für 62,8 (1998) Millionen Einwohner 6,6 Millionen Rial pro Kopf (Preisstand 1999). Umgerechnet auf einen einheitlichen Preisstand stieg das

Bruttosozialprodukt innerhalb des zweiten Fünf-Jahres-Planes (1995 – 1999) jährlich um 4,7%. Tabelle 2-4 enthält die Zusammensetzung und Entwicklung des Bruttosozialproduktes ⁴.

	1980	1990	1995	1999
Landwirtschaft	18%	24%	25%	25%
Industrie, Bergbau, Baugewerbe	18%	17%	17%	20%
Energie	14%	12%	16%	16%
Dienstleistungen	52%	48%	41%	39%
Summe	9323,1	10664,9	13844	17455,1

Tabelle 2-4: Zusammensetzung und Entwicklung des Bruttosozialproduktes von 1980 bis 1999 in Milliarden Rial, Preisstand 1992

Öl war von 1960 bis 1990 nicht nur die dominierende einheimische Energiequelle, sondern sicherte auch das Einkommen durch Exportgüter und den Überschuss in der Finanzwirtschaft. In der Vergangenheit variierte die jährliche Rohölproduktion stark, von einer Maximalproduktion mit 6 mboe/d in 1974 stürzte sie auf 1,3 mboe/d ab, danach nahm sie innerhalb des zweiten Fünf-Jahres-Planes wieder zu bis auf 3,1 mboe/d. Die Höhe der jährlichen Produktion wird inzwischen nicht mehr durch technische Fragestellungen limitiert, sondern durch die innerhalb der OPEC festgelegten Quoten. Damit wird – zumindest in der derzeitigen Situation – die Menge des Rohöls, das jährlich exportiert werden kann, durch den lokalen Verbrauch bestimmt. Die Verminderung des Verbrauchs innerhalb des Landes z.B. durch Energieeinsparung und Verwendung von Ersatzbrennstoffen nimmt daher eine zentrale Stellung innerhalb der nationalen Energiepolitik ein.

Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung der vorhandenen, erheblichen Reserven, wird Erdgas seine Stellung als Brennstoff ausbauen. Die Erdgasförderung begann im Jahr 1966, um Gas in die ehemalige Sowjetunion zu exportieren. In den siebziger Jahren wurde die Erdgasnutzung im Iran selbst entwickelt und heute ist Erdgas der hauptsächlich genutzte Brennstoff im Haushaltsektor. Jedes Jahr werden ca. 54 Milliarden m³ Erdgas gefördert, von denen ein Drittel in die Stromerzeugung geht, der Rest wird in den Haushalten und in der Industrie verbraucht.

Preispolitik im Energiesektor

Das Parlament legt die Energiepreise fest. Gemessen an der durchschnittlichen Kaufkraft der Bevölkerung liegen die aus den Erzeugungskosten resultierenden Preise der verschiedenen Energieträger sehr hoch. Die Regierung subventioniert daher den Energieverbrauch der Endverbraucher aus ökonomischen, politischen und sozialen Gründen.

Im Iran existieren verschiedene Preisgestaltungssysteme nebeneinander. Zum Beispiel besteht ein doppeltes Preissystem für Mineralölprodukte, je eines für Kraftwerke und andere Verbraucher. Für Erdgas und Strom unterscheidet die staatliche Preisgestaltung nach den Sektoren Haushalte, Industrie, Handel und Landwirtschaft. Die für Handel und Gewerbe ansetzbaren Preise liegen am höchsten, die für die Landwirtschaft am niedrigsten. Die Preise für Haushalte und Industrie liegen dazwischen, wobei die Haushalte wiederum geringere Preise zahlen als die Industrie.

⁴ Diese Fallstudie beruht auf einer Analyse von Daten des World Energy Council, durchgeführt vom Energieministeriums des Iran. In der vorliegenden Studie werden Geldwerte durchgängig in iranischen Rial angegeben, da innerhalb des Iran verschiedene Wechselkurse angesetzt werden. Zur Zeit (2002) kann als Anhaltswert mit einem Wechselkurs von 8000 Rial je US\$ gerechnet werden, 1992 lag dieser Wert eher bei 3000 Rial je US\$.

Bis zum zweiten Fünf-Jahres-Plan blieben die Energiepreise über einen langen Zeitraum konstant. Dann allerdings (1995 – 1999) stiegen sie jährlich durchschnittlich um 20% (Erdgas), 37% (Benzin bzw. Kraftstoff) bzw. 50% (andere Mineralölprodukte). Für Erdgas und Strom übertrifft die Preissteigerungsrate nur geringfügig die allgemeine Inflationsrate, so dass die Auswirkungen des Preises auf den Verbrauch stark gedämpft wurden.

Elektrizität

Das Energieministerium legt die durchschnittlichen Stromtarife für eine Zeitperiode so fest, dass die kalkulierten Investitions- und Betriebskosten durch die Einnahmen aus dem Verkauf der Elektrizität gedeckt werden. Die Kalkulation des durchschnittlichen Strompreises beruht damit auf Schätzungen der anfallenden Investitionen und Betriebskosten sowie des erwarteten Verbrauchs. Die für die verschiedenen Verbraucher gültigen Tarife basieren auf diesem Durchschnittspreis. Der Großhandelspreis der iranischen Stromerzeugungs- und Verteilungsgesellschaft (TANVIR), der für die Energieversorgungsunternehmen gilt, ist allerdings wieder stark subventioniert.

Der Endverbrauchertarif für Haushalte reicht von kostenloser Versorgung bei einem Verbrauch unterhalb von 40 kWh/Monat bis zu 310 Rial/kWh für Haushalte mit einem Verbrauch oberhalb von 1075 kWh/Monat (Stand 2000). Tabelle 2-5 enthält die nach Verbraucherkategorien differenzierten Durchschnittspreise [23].

Verbraucherkategorie	Durchschnittspreis				Subvention
	Rial / kWh			US-Cent/kWh	Rial / kWh
	1997	1998	1999	1999	(1999)
Haushalte	28,4	41,4	58,3	0,73	299
Handel und Gewerbe	99,6	116,3	210,0	2,63	141
Industrie	72,1	102,7	113,0	1,41	179
Öffentliche Einrichtungen	44,3	70,3	78,0	0,98	230
Landwirtschaft	3,5	8,2	8,8	0,11	302
Durchschnitt	49,5	67,1	80,1	1	235

Tabelle 2-5: Strompreise im Iran nach Verbrauchssektoren

Erdgas

Aufgrund der großen Vorkommen, der vergleichsweise niedrigen Kosten und der besseren Umweltverträglichkeit ist Erdgas zur Zeit die erste Wahl als Ersatzbrennstoff für Öl. Im Iran ist es nach Schweröl der preisgünstigste Brennstoff. Allerdings bestehen große Unterschiede in den für Kraftwerke anwendbaren Tarifen und den für die Industrie gültigen Tarifen.

Verbraucherkategorie	Rial/m ³		US-Cent/m ³
	1998	1999	1999
Haushalte	36,0	50,0	0,63
Handel und Gewerbe	73,2	110,0	1,38
Industrie	73,2	95,0	1,19
Kraftwerke	13,8	18,0	0,23

Tabelle 2-6: Erdgastarife nach Verbrauchssektoren

Öl

Die Preise aller Mineralölprodukte liegen unterhalb der international gültigen Marktpreise (Tabelle 2-7). Zur Zeit kosten Mineralölprodukte im Iran zwischen 10% (Heizöl) und 50% (Benzin) der international gültigen Preise. Die Regierung betreibt eine Niedrigpreispolitik bezüglich der Brennstoffe für Kraftwerke und Kerosin.

Typ	1997	1998	1999
Benzin, Normal	160	200	350
Benzin, bleifrei	160	200	350
Kerosin	40	60	100
Flüssiggas	40	60	100
Heizöl	20	40	50

Tabelle 2-7: Preise für Mineralölprodukte im Iran (Rial/Liter)

Subventionen im Energiesektor

Im Iran wird Energie an den Endverbraucher zu niedrigeren Preisen verkauft, als es die für Mineralölprodukte bestehenden Grenzkpreise sind. Die Regierung hat in den letzten Jahren die Preise angehoben, trotzdem liegen sie noch weit unter den tatsächlichen Kosten. Subventionen sind in diesem Fall die Differenz zwischen dem innerhalb des Landes gültigen Verkaufspreis und dem Importpreis (Mineralölprodukte), dem Exportpreis (Erdgas), beziehungsweise den Gesteungskosten (Elektrizität).

Tabelle 2-8 enthält die Differenz zwischen den Grenzkosten und den derzeit gültigen Preisen, differenziert nach Verbrauchern und Endenergieträgern.

Nach dieser Tabelle wurde der Energiesektor 1999 mit 30235 Milliarden Rial subventioniert. Die privaten Haushalten erhalten den größten Teil der Subventionen (ca. 40%). Von den einzelnen Endenergieträgern werden Elektrizität mit 41% und Öl mit 24% am stärksten subventioniert.

Verbrauchssektor	Benzin	Kerosin	Flüssiggas	Heizöl	Erdgas	Elektrizität	Summe
Haushalte	-	3327,5	591,5	-	2038,6	6347,5	12305,0
Industrie	5,0	15,7	480,6	1708,0	774,8	2468,3	5452,4
Handel und Gewerbe	10,5	146,9	531,0	469,5	170,7	309,0	1637,6
Landwirtschaft	2,1	55,8	1314,1	18,4	-	1732,9	3123,4
Verkehr und Transport	1674,3	-	4283,0	224,9	-	-	6182,2
Summe	1691,9	3546,9	7200,1	2420,9	2984,1	12392,4	30235,4
* einschließlich Subventionen des öffentlichen Bereiches							

Tabelle 2-8: Subventionen im Energiesektor aufgeteilt nach Verbrauchern und Energieträgern im Iran 1999 (Milliarden Rial)

Eine Analyse der Daten von 1996 und 1999 zeigt [payame Energie], dass die Verteilung der Subventionen auf Haushalte unterschiedlicher Einkommensgruppen – insbesondere Subventionen für Benzin – nicht einheitlich ist. Die Streichung dieser Subventionen würde allerdings erhebliche wirtschaftliche und soziale Auswirkungen haben. Schätzungen liegen bei einer Kostenerhöhung von 27% und 34% für private Haushalte in der Stadt bzw. in ländlichen Regionen.

Zusammenfassung

Der Iran weist – neben der für ein Entwicklungsland typischen regionalen und lokalen Heterogenität – fünf naturräumliche Großeinheiten mit stark voneinander abweichenden Klimabedingungen auf. Die Bevölkerung konzentriert sich im Nord- und Westteil des Landes und dort vor allem in den Städte, allen voran in der Hauptstadt Teheran, während die Wüsten nahezu unbevölkert sind.

Die Energiewirtschaft im Iran ist staatlich gelenkt und in allen Bereichen stark subventioniert. Die Preise sind nicht kostendeckend. Neben Rohöl hat sich in den letzten 20 Jahren Erdgas als Primärenergieträger etabliert, sein Anteil nimmt weiterhin zu.

Da die jährlich förderbare Menge durch Abkommen innerhalb der OPEC und Förderkapazität der iranischen Erdölvorkommen limitiert ist, bestehen zwei wesentliche Motivationen zur Minderung des Rohölverbrauches bzw. des Verbrauchs an Mineralölprodukten innerhalb des Landes:

Einerseits bedeuten geringerer Verbrauch insgesamt geringere Subventionen und damit Entlastung des Staatshaushaltes, andererseits können bei kleinerem Energiebedarf ein größerer Anteil der Gesamtmenge exportiert und so höhere Einnahmen erzielt werden.

3. Methoden der Bedarfsanalyse

Die Grundlage eines jeden Energieversorgungskonzepts ist eine detaillierte Bedarfsanalyse. Ohne auf die Besonderheiten im Iran einzugehen, werden zunächst die gängigen Verfahren und Methoden zur Berechnung des Wärmebedarfs vorgestellt. Nach deren Kombination werden sie auf ihre Anwendbarkeit für den Iran bewertet.

Prinzipiell lassen sich bei der Energiebedarfsanalyse drei Vorgehensweisen unterscheiden:

1. Bei leitungsgebundener Energieversorgung wird auf Daten der Verbrauchsstatistiken zurückgegriffen. Diese werden mittels Zähler gemessen und lassen sich auf den gewünschten räumlichen Bezug (z.B. Quadratmeter, Räume, Wohnung, Gebäude, Block) und den Zeitraum umrechnen.
2. Der Bedarf für nicht leitungsgebunden versorgte Abnehmer wird berechnet, genähert, abgeschätzt oder aus anderen Datenquellen erschlossen. Die verschiedenen gängigen Methoden dazu werden in diesem Kapitel genauer beschrieben.
3. Eine Kombination der ersten beiden Punkte gelangt zur Anwendung. So wird bei leitungsgebundener Versorgung auf die Verbrauchsstatistiken zurückgegriffen und nur bei Gebäuden mit anderer Versorgungsstruktur eines der Berechnungs- oder Näherungsverfahren angewendet.

Ein Rückgriff auf Verbrauchsstatistiken lässt meist keine Aussagen über einen zukünftigen Bedarf zu. Gerade solche Aussagen sind aber oft Sinn und Zweck von Energiekonzepten. Deshalb wird der Wärme- und Kältebedarf in der Regel berechnet oder extrapoliert. Die Daten aus den Verbrauchsstatistiken dienen daher eher als eine Plausibilitätskontrolle für die angewendeten Verfahren.

Das Ablaufschema des Berechnungsverfahrens ist folgendes:

- Auswahl des geeigneten Rechenverfahrens
- Zusammenführung der benötigten Datenquellen auf definierte Verbrauchseinheiten (z.B. Wohnungen, Gebäude etc.)
- Ergänzung fehlender Daten durch z.B. Begehung, Messung, Befragung etc.
- Durchführung der Berechnung

Im Folgenden werden die zur Zeit gängigen Methoden zur Ermittlung des Heizwärmebedarfs beschrieben, vergleichend gegenübergestellt und auf ihre Verwendbarkeit im Iran hin überprüft.

3.1 Berechnungs- und Simulationsverfahren

Die Methodik zur Ermittlung des Wärmebedarfs und des Jahresheizwärmebedarfs wurde in den letzten Jahren laufend weiterentwickelt. Grundsätzlich sind zwei Vorgehensweisen zu unterscheiden: Berechnungsverfahren und Simulationsverfahren.

3.1.1 Dynamische Gebäudesimulation

In einer dynamischen Gebäudesimulation wird der Wärmebedarf unter Berücksichtigung des instationären thermischen Verhaltens ermittelt (vgl.[24, 25, 26, 27, 28, 29]). Diese Verfahren, die z.B. in JULOTTA [30], DEROB [31] oder DYNBIL [32] verwendet werden, dienen im wesentlichen der detaillierten Untersuchung einzelner Komponenten, die Ergebnisse gehen weit über die Bestimmung des Jahres-Heizenergiebedarfs hinaus.

Dynamische Ermittlungen des Wärmebedarfs können in ihrer mathematischen Form vielfältig sein. Das thermische Verhalten von Gebäuden wird durch partielle Differentialgleichungen

beschrieben. Ermittlungen dieser Art liefern sehr genaue Rechenergebnisse, sie erfordern aber einen hohen Modellbildungsgrad und einen sehr hohen Rechenaufwand. Für eine sinnvolle Anwendung dieser Methodik ist eine genaue Kenntnis sämtlicher physikalischer Eigenschaften sowohl der Komponenten des System als auch der Umgebung erforderlich. Eine wichtige Voraussetzung zur Anwendung dynamischer Simulationsprogramme ist deshalb u.a. eine gute Datenbasis in Bezug auf klimatische und geographische Daten des untersuchten Gebietes. Beschrieben wurden solche Verfahren unter anderem von Feist [33], Möhl [34], Rauch [25] und Nytsch [35].

3.1.2 Ermittlung der zu installierenden Leistung

DIN 4701

In der DIN 4701 ist das Verfahren zur Berechnung des jährlichen Wärmebedarfs von Gebäuden genormt [36 a und b]. Diese Norm bildet die Grundlage zur Wärmebedarfsberechnung von Gebäuden. Die derzeit gültige Fassung der DIN kommt, aufgrund einiger modifizierter Rechenverfahren, zu niedrigeren Heizleistungen als die bis dahin gültige. So wird beispielsweise die Speicherfähigkeit der Bausubstanz mitberücksichtigt. Dies führt meist zu einer Erhöhung der Normaußentemperatur und damit zu einem geringeren Norm-Gebäudewärmebedarf sowie einer Reduzierung der erforderlichen Heizleistung.

Zur Berechnung des Norm-Gebäudewärmebedarfs werden zunächst der Norm-Transmissionswärmebedarf und der Norm-Lüftungswärmebedarf für jeden Raum einzeln ermittelt. Der Norm-Gebäudewärmebedarf setzt sich dann aus beiden Teilen zusammen.

Eine genauere Erläuterung der Berechnung ist in der DIN selbst oder ergänzend in Recknagel & Sprenger [37] und Ihle [38] enthalten.

A/V Methode [39]

Für überschlägige Rechnungen kann der maximale Wärmebedarf auch nach der „A/V-Methode“, deren entscheidende Größen das Oberflächen-Volumenverhältnis (A/V) sowie ein durchschnittlicher k-Wert sind, festgestellt werden [37].

3.1.3 Ermittlung des Jahresheizwärmebedarfs

Wenn die für die Beantwortung der genannten Fragestellungen zur Verfügung stehende Datenbasis kein ganzes Jahr umfasst, müssen Methoden eingesetzt werden, mit deren Hilfe die beispielsweise im Rahmen einer kurzzeitigen Messung erfasste Datenbasis auf ein Jahr projiziert werden kann. Für die Projektion wird sinnvollerweise ein Zusammenhang zwischen dem Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren (z.B. Außentemperatur) hergestellt. Der Projektion liegen dann der zeitliche Verlauf der Bestimmungsfaktoren für ein ganzes Jahr sowie der Zusammenhang zwischen Energiebedarf und Bestimmungsfaktoren zugrunde.

Als methodisches Beispiel wird mit Hilfe des zeitlichen Verlaufs des Wärmebedarfs eines Verbrauchers in einem Jahr, der als Jahreslastgang bezeichnet wird, dessen Jahreswärmebedarf ermittelt. Dazu werden bekannte Methoden zur Generierung von Lastgängen vorgestellt und eine Vorgehensweise zur Generierung von Jahreslastgängen aus kurzfristigen Datengrundlagen bzw. Ergebnissen eines Rechenverfahrens beschrieben.

Von den existierenden Ansätzen sollen einige kurz erwähnt werden:

1. Typtagemethode nach VDI 2067: Der Jahresheizwärmebedarf kann anhand der VDI 2067 „Berechnung der Kosten von Wärmeerzeugungsanlagen“, [28], ermittelt werden, nachdem zunächst der Norm-Gebäudewärmebedarf nach DIN 4701 berechnet wurde.

2. Das Verfahren für Energiekennzahlen nach G. Hauser und G. Hausladen [40] wurde 1993 vom Ministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau veröffentlicht. Die Energiekennzahlen in kWh/m²a ermöglichen vor allem einen einfachen Vergleich verschiedener Gebäude.
3. Die Wärmeschutzverordnung [41] begrenzt den maximal zulässigen Jahresheizwärmebedarf bei Neu- und Umbauten unter Berücksichtigung des Transmissions- und Lüftungswärmebedarfs sowie der Erwärmung durch interne Quellen und Solareinstrahlung. Sie ermöglicht ebenfalls eine Vergleichbarkeit der Gebäudehüllen. Ein voraussichtlicher Bedarf ist mit ihr hingegen nicht zu berechnen.
4. Das Verfahren ENERGEB (Energiebewusste Gebäudeplanung) [42] wurde 1989 vom Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) auf Basis der Schweizer Norm SIA 380/1 (Energie im Hochbau) entwickelt.
5. Bestimmung des stündlichen Wärmebedarfs nach Klien [43]: Auf Basis des Normwärmebedarfs, der Rauminnentemperatur/Heizgrenz-Tagesgänge und des meteorologischen Parameters Außentemperatur kann die Heizwärmebedarfsbestimmung für jede Stunde des Jahres durchgeführt werden. Im Temperaturbereich zwischen Normaußentemperatur und die Heizgrenztemperatur (Wärmebedarf = 0) werden die Wärmegewinne und Einsparungen durch Verbraucherverhalten über einem exponentiellen Korrekturfaktor annäherungsweise berücksichtigt.
6. Ein weiteres Verfahren ist in der internationalen Norm ISO/DIS 9164 [44] enthalten. Diese orientiert sich an Tagesgängen und Referenzjahren. Die Wärmeverluste werden über Tag und Monat zum Jahresbedarf aufaddiert.
7. Soll der Jahresheizwärmebedarf nur überschlägig bestimmt werden, so ist dies über die Vollbenutzungsstundenschätzung möglich [37].

Da es sich um gebäudescharfe Rechenverfahren handelt, werden vor allem die messbaren Einflüsse und technischen Daten berücksichtigt. Diese werden aus den Bauakten der Gebäude, den Hausakten der kommunalen Verwaltungen sowie den Gestaltungs- und Planungsentwürfen der Planungsämter entnommen.

Ein Vergleich der Verfahren 2. - 4. aus dem Jahre 1994 [45] mit Messwerten zeigt, dass die Rechenergebnisse anhand der Wärmeschutzverordnung im Schnitt um etwa 40% niedriger liegen als die gemessenen Verbrauchswerte. Die Berechnung nach der VDI 2067 lieferte hingegen die genauesten Ergebnisse. Daher werden in nächsten Abschnitt die unterschiedlichen Typtagemethoden - u.a. nach VDI 2067 - zur Lastganggenerierung beschrieben.

3.1.4 Methoden zur Lastganggenerierung

Bekannte Methoden zur Generierung von Lastgängen dienen einerseits als Werkzeug der Planung und Optimierung des Betriebs von KWK-Anlagen, andererseits werden sie von Energieversorgungsunternehmen für die Lastprognose eingesetzt. Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen muss aufgrund der von der Jahres- und Tageszeit abhängigen Strompreise und Einspeisevergütungen auf der Basis von zeitlich hoch aufgelösten Lastgängen von Wärme und elektrischer Energie für ein ganzes Jahr erfolgen.

Der Wärmebedarf eines Versorgungsobjektes ist aufgrund der physikalischen Gesetze von meteorologischen Daten wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit oder Strahlung abhängig. Daneben haben die Art der Energieanwendung (Raumwärme, Warmwasserbereitung, Prozesswärme) sowie das Nutzerverhalten wesentlichen Einfluss auf die Lastgangcharakteristik. Da Elektrizität auch für die Wärmebereitstellung eingesetzt wird, beinhaltet die Literaturübersicht [46, 47, 48] neben Beiträgen zur Lastganganalyse Methoden zur Prognose thermischer sowie elektrischer Lasten. Die Methoden unterscheiden sich hinsichtlich der zugrunde liegenden Modellstruktur, der Anzahl meteorologischer

Eingangsgrößen, der Charakterisierung des Nutzerverhaltens sowie der zeitlichen Auflösung von Eingangs- bzw. Ausgangsgrößen. Die mit den Prognosemodellen erreichte Genauigkeit wird in den Veröffentlichungen bislang nicht auf einheitlicher Basis, in einigen Quellen sogar gar nicht quantifiziert, so dass ihre Güte nicht immer beurteilt oder vergleichend bewertet werden kann.

Typtagmethode nach VDI 2067 [49]

Der grundlegende Gedanke dieser Typtagmethode besteht darin, vorhandene Lastgänge typischer Tage eines Jahres auf andere Tage, für die keine Lastgänge vorliegen, zu übertragen. Die Übertragung erfolgt auf Basis der Häufigkeit der typischen Tage in einem Jahr. Mit diesem Vorgehen wird ein Jahreslastgang erzeugt, der aus wiederkehrenden, gleichen Abschnitten besteht. Die zeitliche Auflösung der Lastgänge beträgt eine Stunde.

Ein wesentlicher Schritt bei der Anwendung der Typtagmethode ist die Identifikation und Auswahl der typischen Tage. Mit zunehmender Anzahl typischer Tage steigt die Genauigkeit der Methode (im Grenzfall entspricht die Anzahl der typischen Tage der Anzahl der Tage im Jahr und damit der konstruierte dem tatsächlichen Jahreslastgang), aber auch der Aufwand für ihre Anwendung. Die Identifikation typischer Tage erfolgt objektspezifisch unter Berücksichtigung von Nutzungsprofilen und jahreszeitlichen Einflüssen. Nutzungsprofile unterliegen häufig einem wöchentlichen Rhythmus [50], so dass die Unterscheidung einzelner Wochentage bei der Anwendung der Typtagmethode sinnvoll ist. In Industriebetrieben beispielsweise sollten Werktage und Nicht-Werktage unterschieden werden. Häufig ist eine weitere Untergliederung der Werktage notwendig, da sich die Produktion oder der Betriebsablauf an verschiedenen Werktagen unterscheiden kann. Wird von einem wöchentlich gleichbleibenden Nutzungsprofil und zusätzlich davon ausgegangen, dass Betriebsferien aufgrund einer veränderten Verbrauchscharakteristik separat berücksichtigt werden müssen, müssen maximal sieben Wochentypen und ein Urlaubstyp unterschieden werden. Jahreszeitliche Einflüsse können durch die zusätzliche Untergliederung des Jahres (z. B. in Sommer und Winter; Sommer, Winter und Übergangszeit; einzelne Monate) berücksichtigt werden. Bei der Festlegung dieser Untergliederung wird zwischen den verschiedenen Energieanwendungen unterschieden, da beispielsweise der Raumwärmebedarf stärker von der Außentemperatur abhängig ist als der Prozesswärmebedarf. In der genannten Richtlinie wird für Raumwärmebedarf einschließlich Warmwasserversorgung die Ermittlung von wenigstens fünf Tageslastgängen empfohlen:

- je ein heiterer und trüber Wintertag (Oktober bis Februar),
- je ein heiterer und trüber Übertag (März bis Mai, September) sowie
- ein Sommertag (Juni bis August).

Problematisch bei der Anwendung der Methode ist, dass bei Berücksichtigung dieser Empfehlung Messungen zur Erfassung der Typtage einen Zeitraum von mindestens drei Monaten umfassen und dennoch nicht gewährleistet ist, dass in dieser Zeit auch die für die jeweilige Saison typischen Tage erfasst werden können.

Typtagmethode nach Baumgartner [51]

Dieser Methode liegen zwei Tageslastgänge mit der zeitlichen Auflösung einer Stunde zugrunde: der Tageslastgang bei Auslegungstemperatur der Wärmeversorgungsanlage und der Tageslastgang an einem Tag, an dem kein Raumwärmebedarf besteht. Damit ist einerseits der Spitzenwärmebedarf bei Auslegungstemperatur der Wärmeversorgungsanlage und andererseits der Grundlastwärmebedarf für Prozesswärme und Warmwassererzeugung abgebildet. Mit Hilfe dieser beiden Tageslastgänge und des typischen Jahresverlaufs der tagesmittleren Außentemperatur wird für jede Stunde des Jahres der Wärmebedarf berechnet. In der Heizperiode wird dazu entsprechend der tagesmittleren Außentemperatur zwischen den

Werten der beiden grundlegenden Tageslastgänge linear interpoliert. Außerhalb der Heizperiode entsprechen alle Tageslastgänge dem Lastgang des Tages, an dem kein Raumwärmebedarf besteht. Bei der praktischen Anwendung der Methode werden keine objektspezifisch erfassten, sondern typische Lastverläufe vergleichbarer Untersuchungsobjekte verwendet.

Die Verwendung der zwei grundlegenden Tageslastgänge führt dazu, dass außerhalb der Heizperiode identische Bausteine für die Generierung des Jahreslastgangs verwendet werden, während der Heizperiode ähnliche Bausteine. Gegenüber der Typtagmethode nach VDI 2067 Blatt 7 [49] weist die Methode den Vorteil auf, dass der mit ihrer Hilfe ermittelte Jahreslastgang in der Heizperiode nicht aus wiederkehrenden identischen Bausteinen besteht. Der nach dieser Methode konstruierte Jahreslastgang entspricht deshalb eher der Realität als der nach VDI 2067 Blatt 7 konstruierte.

Auch diese Methode beinhaltet das Problem, dass die zwei grundlegenden Typtaglastgänge nicht innerhalb einer kürzeren Messkampagne erfasst werden können. Da die Auslegungstemperatur selten (in manchen Jahren überhaupt nicht) auftritt, ist nicht gewährleistet, dass der Tageslastgang bei Auslegungstemperatur in überschaubaren Zeiträumen erfasst werden kann. Dieses Problem würde nicht auftreten, wenn die Methode neben der Interpolation auch die Extrapolation von Wärmebedarfsdaten beinhalten würde. Dann könnte der Generierung eines Jahreslastgangs nicht nur der Lastgang bei Auslegungstemperatur, sondern jeder in der Heizperiode erfasste Lastgang zugrunde gelegt werden.

Verfahren nach Sawillion [5]

Auch von Sawillion [5] wird die Generierung von Jahreslastgängen mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde beschrieben. Vom Autor werden insbesondere Verfahren beschrieben, mit denen Jahreslastgänge anhand von Jahres- bzw. Monatswerten des Brennstoffverbrauchs oder anhand von Planungsdaten konstruiert werden können.

Liegen lediglich Jahreswerte des Brennstoffverbrauchs vor, werden diese zunächst nach VDI 2067 Blatt 1 [52] in Monatswerte aufgeschlüsselt. Mittels der statistischen Analyse von monatlichen Brennstoffverbräuchen und Gradtagzahlen wird der Grundlastanteil bestimmt. Der außentemperaturabhängige Anteil des Wärmebedarfs wird mit Hilfe des typischen Verlaufs der Außentemperatur (z.B. Testreferenzjahr (TRY)) in Stundenwerte aufgeschlüsselt. Dabei wird eine lineare Abhängigkeit des Wärmebedarfs von der Außentemperatur angenommen. Für den Fall, dass nur der Wärmebedarf bei Auslegungstemperatur als Planungswert bekannt ist, wird der Wärmebedarf für jede Stunde jedes Heiztags unter Verwendung des Verlaufs der Außentemperatur nach dem TRY berechnet. Auch dabei wird von einer linearen Abhängigkeit von Wärmebedarf und Außentemperatur ausgegangen.

Mit dem Verfahren ergibt sich wie bei Baumgartner [51] ein Jahreslastgang, der während der Heizperiode nicht aus identischen Bausteinen besteht. Objektspezifika wie morgendliche Aufheizphasen oder nächtliche Vorlauftemperaturabsenkung zur Absenkung der Raumtemperatur können damit nicht abgebildet werden.

Vor- und Nachteile: Berechnungsverfahren stellen innerhalb der untersuchten Methoden diejenigen mit der höchsten Genauigkeit dar. Auf Grundlage von Berechnungen können sehr genaue Prognosen bezüglich des technischen Einspar- und Umstellpotentials angestellt werden. Bei einigen Berechnungsverfahren kann das Nutzerverhalten über die typischen auf Messdaten basierten Tageslastgänge oder Korrekturfaktoren mitberücksichtigt werden.

Nachteilig wirkt sich bei diesen Verfahren vor allem die hohe Kosten- und Arbeitsintensität im Vergleich zu den anderen Verfahren aus. Allein der Aufwand zur Beschaffung der Daten ist groß. Je weniger Datenmaterial bereits im Vorfeld zu erlangen ist, desto teurer wird die gesamte Durchführung dieser Methode. Die Aktualität der vorliegenden Daten muss überprüft werden. Nicht genehmigungspflichtige bauliche Veränderungen müssen in jedem Einzelfall am

konkreten Objekt festgestellt und aufgenommen werden. Bei genehmigungspflichtigen Veränderungen bleibt die Schwierigkeit, die Angaben über die Veränderungen mit den jeweiligen Bauplänen zu verknüpfen. Eine rationelle Fortschreibung dieser einmal erhobenen Datengrundlagen ist deswegen auch nicht möglich. Bei bestimmten Aspekten ist weiterhin einige Erfahrung in der Praxis als Ingenieur von Nöten.

Das Hauptanwendungsgebiet solcher Methoden liegt in der konkreten Planungsphase einiger weniger Gebäuden sowie bei der Berechnung der Grundlagen für andere Methoden.

3.2 Befragungsmethode

Befragungen lassen sich nach zwei Gesichtspunkten unterscheiden: einerseits nach der räumlichen Aufteilung, andererseits nach ihrem inhaltlichen Zuschnitt. Als eigenständige Methode bietet sich die Befragung an, wenn die Datengrundlage sehr unzureichend ist und der überwiegende Teil der benötigten Informationen neu ermittelt werden muss. Diese Ermittlung kann als flächendeckende Erhebung jedes einzelnen Haushalts oder Gebäudes des Untersuchungsraumes erfolgen oder über Stichproben, deren Ergebnisse auf das Gesamtgebiet hochgerechnet werden. Ist die vorhandene Datenbasis zwar lückenhaft, aber nicht gänzlich unbrauchbar, können die fehlenden Informationen mit einer Befragung geschlossen und damit die Voraussetzungen zur Anwendung einer anderen Methode geschaffen werden.

Bei der Befragungsmethode werden möglichst prägnante Parameter mit größerem Einfluss auf den Wärmebedarf abgefragt. In der Regel wird in einer Befragung der Energieverbrauch der Vergangenheit abgefragt und dieser dann unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen in die Zukunft projiziert.

Je nachdem welche Angaben abgefragt werden, ähnelt die Vorgehensweise bei der Auswertung der Befragung und der Ermittlung des Wärmebedarfs anderen Methoden.

Befragungen liefern eine Datengrundlage. Weitere Datenquellen werden vielmehr dazu herangezogen, die Datenlücken herauszuarbeiten, die dann die inhaltliche Auslegung der Befragung bestimmen.

Vor- und Nachteile: Befragungen stellen oft die einzige Alternative für den Fall dar, dass keine weiteren Daten vorliegen. Sie ermöglichen es, auch ohne weitere Datenquellen Aussagen zum Energiebedarf treffen zu können. Insbesondere in nicht dicht besiedelten Gebieten ist die Datenlage oft unzureichend.

Prognosen zur zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs lassen sich durch Fragen zu bereits realisierten Einsparungsmaßnahmen und zur Investitionsbereitschaft noch erheblich verfeinern. Darüber hinaus sind Angaben zur Umstellungsbereitschaft auf leitungsgebundene Energieversorgung und Ressentiments gegenüber bestimmten Energieträgern abfragbar, was nur über direkte Befragungen möglich ist. Ferner lassen sich mittels Befragungen gezielt einzelne Datenlücken füllen.

Nachteilig wirken sich vor allem die hohen Kosten, die lange Dauer und der geringe Rückfluss bei einer Befragung aus. Die Akzeptanz persönlicher Befragungen innerhalb der Bevölkerung ist wegen der teilweise erheblichen Angst vor Datenmissbrauch nicht sonderlich hoch. Deshalb müssen neben der ohnehin schon teuren Entwicklung und Durchführung der Befragung recht hohe Ausgaben für begleitende Unterstützungsmaßnahmen zur Erklärung und Akzeptanzschaffung miteingeplant werden. Die Genauigkeit der Antworten variiert - abhängig vom Inhalt der Fragen - stark. Fragen zur Baustruktur, zu Heizungsanlagen und ähnlichem werden im allgemeinen recht genau beantwortet. Zumeist sind Angaben zum Wärmebedarf von Haushalten jedoch mit relativ großen Ungenauigkeiten behaftet, da es schwierig ist, diesen genauer abzuschätzen.

Für die Anwendungsbeispiele siehe Totalerhebung in Gelsenkirchen [53], Schließen von Datenlücken: Süßen [54n] und Stichprobenbefragung: Saarlouis [54j].

3.3 Typenmethoden

Der Grundgedanke der Typenmethoden ist es, den gesamten Untersuchungsraum in viele Zellen (z.B. Gebäude, Baublöcke, Siedlungen) aufzuteilen. Dann werden einige „typische“ Zellen herausgearbeitet und genauer untersucht. Die übrigen Einheiten werden daraufhin diesen Typen zugeordnet.

3.3.1 Siedlungstypenmethode

Die Siedlungstypenmethode ist ein Verfahren zur blockgruppenscharfen Abschätzung des Wärmebedarfs.

Das Ablaufschema der Siedlungstypenmethode ist:

- Aufteilung des Untersuchungsraumes in Zellen ähnlicher Baustruktur
- Bildung von 10 - 20 repräsentativen Siedlungstypen
- empirische Untersuchung und Berechnung des Wärmebedarfs jedes Siedlungstypes ergibt spezifischen Wärmebedarf pro m² Wohnfläche
- Zuordnung der Zellen zu je einem Typ
- Ergebnis: Wärmebedarf auf Siedlungsebene

Zunächst wird der gesamte Untersuchungsraum in kleine Gebiete, die sogenannten Siedlungszellen, untergliedert. Dies geschieht anhand von Kartenmaterial, wie der Deutschen Grundkarte, über Grobbegehungen oder -befahrungen sowie durch Luftbilder. Die Durchschnittsgröße der Siedlungszellen beträgt meist etwa 0,15 km² wobei die Zellen in Ballungsgebieten wesentlich kleiner und in ländlichen Regionen größer ausfallen. Ihre Anzahl variiert je nach Größe des Untersuchungsraumes und nach Baustruktur ebenfalls sehr stark. Teilweise wurden bis zu 1.500 Zellen gebildet.

Nun werden die Wohnflächen der einzelnen Zellen mit den spezifischen Wärmebedarfswerten der zugehörigen Siedlungstypen multipliziert. Daraus ergibt sich der Bedarf je Planzelle, der nun auf eine höhere Ebene, wie z.B. Bezirk, Gemeinde oder Region, hochgerechnet werden kann.

Vor- und Nachteile: In Deutschland sind mittlerweile relativ viele Siedlungstypen gebildet worden. Es ist daher häufig schnell und einfach möglich, diese auf die jeweiligen Anforderungen im Untersuchungsraum umzuarbeiten. Es müssen nicht mehr für jede Untersuchung sämtliche Typen neu entwickelt, überprüft und durchgerechnet werden. Beachtet werden muss allerdings, dass größere Abweichungen insbesondere bei den Citygebieten festzustellen sind, bedingt durch die unterschiedlichen Baudichten, Nutzungsarten und Frei- und Verkehrsflächenanteile.

Der Erhebungsaufwand hängt stark von den äußeren Bedingungen ab. Stimmen viele der in den Grundsatzstudien entwickelten Siedlungstypen mit denen der Untersuchung überein, so muss nur noch die Zuordnung erfolgen. Die Verknüpfbarkeit mit luftbildgestützten Bestandsaufnahmen ist sehr groß. So ist es recht einfach und schnell möglich, die Zuordnungen zu den jeweiligen Siedlungstypen zu treffen. Die Fortschreibungsfähigkeit wird durch eine solche Kombination sehr begünstigt. Im Falle der Fortschreibung wird das Gebiet einfach noch einmal überflogen. Die Daten sind dementsprechend aktuell. Typen müssen kontrolliert und eventuell nachgebessert werden.

Schwierigkeiten bereitet die geographische Eingrenzung der Siedlungszellen im Zusammenhang mit den Grenzen anderer Quellen, wie Kehrbezirksdateien, EVU-Statistiken

oder Statistiken der Hochbauämter. Stimmen die Grenzen nicht überein, wird es schwierig, die Datenquellen zusammenzuführen und so den einzelnen Zellen weitere Angaben zuzuordnen. Die Genauigkeit dieser Methode hängt stark von einer möglichst genauen Definition der Siedlungstypen und einer eindeutigen Zuordnung ab. So bleibt die Schwierigkeit, die Planzellen korrekt einem bestimmten Typen zuzuordnen, wenn sie in bestimmten Punkten von den festgelegten Merkmalen abweichen sollten. Die Genauigkeit ist damit zwar nicht optimal, aber im Rahmen der Anforderungen trotzdem zufriedenstellend.

In innerstädtischen Mischbezirken (Gewerbe und Wohnsiedlung) lässt die Genauigkeit dieser Methode stark nach, da der Wärmebedarf hier weniger baustrukturellen oder bauphysikalischen Einflüssen unterworfen ist, sondern zu einem großen Teil durch nutzungsspezielle Prozesswärme und den Lüftungswärmebedarf des Gewerbes geprägt ist. Einzelne Fehler und Abweichungen gleichen sich für das gesamte Planungsgebiet durch die stärkere baustrukturelle Mischung in den Siedlungstypen wieder aus. Das Siedlungstypenverfahren ist prognosefähig. So können für den zu planenden Zeitraum Annahmen zur Wärmebedarfsreduzierung durch verbesserte Isolation, bauliche Maßnahmen und bessere Heiz- und Regelsysteme über eine Modifikation der spezifischen Wärmebedarfswerte je Siedlungstyp berücksichtigt werden. Zukunftsabschätzungen sind über die Annahme durchgeführter Einsparmaßnahmen möglich. Bei einer einigermaßen befriedigenden Datengrundlage stellt die Siedlungstypenmethode eine kostengünstige Variante dar.

Im Rhein-Main-Gebiet [54s], im Rhein-Neckar-Gebiet [54d] und im Saarland [54j] wurde die Siedlungstypenmethode für die Untersuchungen flächendeckend angewendet. Im Landkreis Nienburg [54i] und in Freiburg [54q] wurden zur Erfassung des Ist-Zustandes sowohl Gebäude- als auch Siedlungstypen gebildet. In Bremen [54e] wurde die Methode im Zusammenhang mit der Erprobung der luftbildgestützten Bestandsaufnahme angewendet.

3.3.2 Gebäudetypenmethode

Die Gebäudetypenmethode ist aus der Siedlungstypenmethode entstanden, als erkannt worden ist, dass deren Ergebnisse für kleine Gebiete zu ungenau sind. Der Wärmebedarf liegt gebäudescharf vor. Es werden verschiedene repräsentative Gebäudetypen definiert und diesen jeweils die Häufigkeit ihres Vorkommens bei der realen Bebauung zugeordnet. Vorbereitend zur Typenbildung erfolgt die Unterteilung des Gebäudebestandes nach Nutzungsart, Lage und Größe der Gebäude. Die Kriterien zur Aufteilung richten sich nach der vorhandenen Bausubstanz. Das heißt, dass je nach Ausgangslage eine Aufteilung in ein-, zwei- und mehrgeschossige Gebäude ausreichen kann oder eine weitere Differenzierung in vier-, fünf-, sechsgeschossige Bauten und Hochhäuser sinnvoll erscheinen mag. Durch diese Aufteilung werden „Gebäudegrößenarten“ gebildet. Diese sollen den Gebäudebestand im Untersuchungsgebiet möglichst repräsentativ widerspiegeln.

Zur Bildung der Gebäudetypen kann unter Umständen auf bereits erarbeitete Typen zurückgegriffen werden. So existieren vom Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) umfangreiche Studien über den Gebäudebestand der gesamten Bundesrepublik Deutschland [55]. Dieser wird darin in insgesamt 49 Typen aufgeteilt und der spezifische Wärmebedarf pro m² Wohnfläche wird direkt mit angegeben. Sind solche Grundlagen nicht vorhanden oder erscheinen sie nicht passend, müssen die Gebäudetypen einzeln neu entwickelt werden. Dazu werden aus dem gesamten Gebäudebestand die „Bedarfstypen“ ausgewählt.

Vor- und Nachteile: Dieses Verfahren ist mit einem relativ geringen Erhebungsaufwand durchführbar, vorausgesetzt, es können bereits erarbeitete Gebäudetypendefinitionen genutzt werden und diese stimmen recht genau mit der realen Bebauungsstruktur überein. Der Genauigkeitsgrad des Verfahrens bei hoher Übereinstimmung ist gut. Für große Räume nimmt die Genauigkeit durch die zunehmende Heterogenität der Bebauung und der damit verbundenen Ungenauigkeit bei der Zuordnung zu einzelnen Typen ab. Wenn bei der Erhebung und Zuordnung der Gebäude etwaige Besonderheiten, Abweichungen und Ausnahmen mit vermerkt werden, kann die Genauigkeit dieses Verfahrens gesteigert werden.

Für die kleinräumige Bestandsaufnahme auch mit heterogener Bebauung sowie für ländliche Regionen mit einer überwiegend homogenen Bebauung hat sich diese Methode bewährt. Häufig kommt sie für Detailuntersuchungen in größeren Planungszusammenhängen zur Anwendung. Geeignet ist diese Methode ferner für genauere Prognosen des zukünftigen Wärmebedarfs und des Wärmeeinsparpotentials, da auch Daten zu kausalen Bestimmungsgrößen (z.B. Bausubstanz) einfließen und Angaben über die Veränderbarkeit durch Neubau, Abriss, Sanierung, Dämmung usw. gemacht werden können. Eine Erfassung des Wärmebedarfs bei Neubauplanung ist über die Berücksichtigung eines oder mehrerer entsprechender Gebäudetypen möglich.

Schwierigkeiten bereitet oft die konkrete Zuordnung eines realen Gebäudes zu einem der entwickelten Typen. Durch falsche Zuordnungen entstehen Ungenauigkeiten. Die Flächenangaben sind häufig schwer erhältlich oder basieren teilweise auf Schätzwerten. Falls die Bebauungsstruktur im untersuchten Raum sehr ungleichmäßig ist, steigt der Erhebungsaufwand beträchtlich, da weitere Typen gebildet werden müssen. Die Berechnung des spezifischen Wärmebedarfs an realen Gebäuden zur Festlegung der einzelnen Typen ist sehr aufwendig. Deshalb ist eine sehr exakte und repräsentative Typendefinition sowie eine gute Auswahl der Gebäude, an denen die Berechnungen vorgenommen werden, wichtig. Dieser Schritt bildet die Grundlage der gesamten Methode und eine in dieser Phase versäumte Genauigkeit wirkt sich auf die Präzision des gesamten Erhebungsergebnisses aus.

Bei großen Siedlungsgebieten homogener Bausubstanz stehen Erhebungsaufwand und Differenzierungsnutzen in keinem Verhältnis mehr zueinander. In einer solchen Situation sollte ein anderes Verfahren (z.B. Siedlungstypenmethode) zur Anwendung kommen. Die Fortschreibungsmöglichkeiten dieser Methode sind als schlecht anzusehen, da bauliche Veränderungen nicht regelmäßig erfasst werden.

Flächendeckend wurde die Gebäudetypenmethode sowohl in Bonn [54h] als auch in Wilhelmshaven [54c] im gesamten Untersuchungsraum eingesetzt. Eine Kombination aus Gebäude- und Siedlungstypen wurde im Landkreis Nienburg [54i] und in Freiburg [54q] angewendet. Tarifräum- und Gebäudetypenverfahren wurden in Norderstedt [54k] kombiniert. Im Saarland [54j] kam die Gebäudetypenmethode bei den Detailuntersuchungen zum Einsatz. In West-Berlin [54a] wurden zur Erstellung des Gesamtkonzeptes drei für die Berliner Bausubstanz typische Teilräume, für welche anhand der Gebäudetypenmethode der Wärmebedarf bestimmt wurde, ausgewählt. Dieser wurde dann unter Abgleich mit der Berliner Energiebilanz für ganz West-Berlin hochgerechnet.

3.4 Indikatorenverfahren

Mit Indikatorenverfahren werden verschiedene Methoden bezeichnet, die einem ähnlichen Schema entsprechen. Sie stützen sich auf statistisch erfasste Merkmale und leiten mit Hilfe von bekannten spezifischen Energieverbrauchswerten den Energiebedarf ab. Der wesentliche Unterschied zu den anderen Methoden ist, dass die Bezugsgrößen nur einen indirekten Zusammenhang zum Wärmebedarf aufweisen (also keine bauspezifischen oder ähnliche Daten). Diese Einflussgrößen ergeben den unterschiedlichen Energiebedarf. Die energierelevanten Größen werden auch als Energie-Indikatoren bezeichnet. In den meisten Fällen wird versucht, vorhandenes, leicht zu beschaffendes Datenmaterial (auch als Strukturdaten oder Verbrauchsmerkmale bezeichnet) des jeweiligen Bilanzraumes (z. B. Versorgungsunternehmen, Städte, Gemeinde oder Landkreise) zu verwenden.

Die Vorgehensweise der Indikatorenverfahren kann sehr unterschiedlich sein. Beispielhaft werden drei Verfahren beschrieben: die Wohnflächenmethode, die Tarifräummethode und die Kennwertmethode, die verschiedene Indikatoren verknüpft.

Wohnflächenmethode: Als Indikator für den Wärmebedarf bei Haushalten wird hier mit der Wohnfläche gearbeitet. Es handelt sich um gebäudescharfe Angaben, denen ein spezifischer

Wärmebedarf je Quadratmeter zugrundegelegt wird. In Gelsenkirchen [53] und den Gebieten Franken, Bodensee, Schwarzwald-Baar-Heuberg [56] wurde diese Methode angewendet. In Südostoberbayern [54l] ist die Methode durch die Einbeziehung der Einwohnerzahl erweitert worden, um so eine Vergleichsmöglichkeit zu schaffen.

Tarifraummethode: Die Tarifraummethode entstand Mitte der 70er Jahre vor dem Hintergrund, dass die Daten der GWZ 68 teilweise veraltet waren und die erhofften neuen Daten der Volkszählung noch nicht vorlagen. Der Aufwand zur Aktualisierung der alten Daten wäre relativ hoch gewesen. Grundlage waren daher die damals bis Ende der 80er Jahre von den Stromversorgern zur Stromgrundpreisfestlegung kontinuierlich erhobenen Tarifraumzahlen. Auf genau diese Datei wurde das Verfahren zugeschnitten. Dieses Abrechnungsverfahren wurde jedoch Ende der 80er Jahre eingestellt. Insofern kann und wird das Tarifraumverfahren heutzutage in dieser Form nicht mehr zum Einsatz kommen. In Kassel [53] wurde das Tarifraumverfahren blockbezogen für das Gesamtkonzept angewendet, für ausgesuchte Detailuntersuchungen kam jedoch die Gebäudetypenmethode zum Einsatz. Ferner wurde das Tarifraumverfahren in Gelsenkirchen [53] angewendet.

Der Grundgedanke der **Kennwertmethode** ist, für bestimmte Gebäudeklassen empirische Kennwerte für den Endenergieverbrauch an Raumwärme zu ermitteln, die sich aus den Daten, die normalerweise bei den Stadtwerken vorhanden sind (interne Daten), ermitteln lassen. Darüber hinaus lassen sich auch weitere Datenquellen verwenden (externe Daten). Die zur Verfügung stehende Datenbasis aus Primärdateien enthält auf Gebäude- und Wohnungsebene Einzelinformationen über bauliche, energietechnische und nutzungs-bestimmende Faktoren. Voraussetzung zur Anwendung der Methode ist, dass die internen Daten vorliegen. Alle zusätzlichen Daten können hilfreich sein, sind aber keine notwendige Ergänzung. Die Daten müssen zu einer gemeinsamen Datei zusammengefasst werden und auf Plausibilität überprüft werden. Aus dem zur Verfügung stehenden Datenbestand werden nun die Gebäude herausgesucht, bei denen alle relevanten gebäudetechnischen Daten, zentrale Erdgasversorgung, gemessener Energieverbrauch und keine Extremwerte bei wichtigen Parametern vorliegen. Anhand dieser Gebäudedaten werden statistische Voruntersuchungen angestellt. Ergeben diese eine ähnliche Häufigkeitsverteilung zwischen unabhängigen Indikatoren und dem Energieverbrauch, kann von einem linearen Zusammenhang ausgegangen werden.

In Kaiserslautern wurde ein lineares 3er-Modell angewendet. In Ludwigshafen wurde ein Methodenvergleich mit der Ruhrgasmethode durchgeführt, in Düsseldorf wurde die Methode mit den Daten der Gas- und Ölheizung verglichen [53m]. Darüber hinaus wird die Kennwertmethode in großen Teilen des Ruhrgebietes eingesetzt.

3.5 Methodenkombinationen und -varianten

Die behandelten Methoden sind in der Praxis oft nicht eindeutig voneinander zu trennen. Sie gehen ineinander über, werden miteinander kombiniert oder ergänzen sich gegenseitig in Teilbereichen zur Gesamtanalyse. Gewisse baustrukturelle Aspekte ähneln sich beispielsweise oft. So ist die Bebauung im Citybereich meistens heterogener, diejenige in den Randbereichen besitzt hingegen häufig eine homogene Erscheinungsform. Es kann unter diesen Umständen sinnvoll, praktisch und arbeitssparend sein, für den Citybereich die Gebäudetypenmethode, im Randbereich dagegen die Siedlungstypenmethode anzuwenden. Ein Beispiel dazu bietet Freiburg [54q]. Dort wurden zur repräsentativen Darstellung des Gebietes 12 Siedlungstypen und 15 Gebäudetypen gebildet.

Ein Beispiel für einen Grenzfall zwischen zwei Methoden (hier: Siedlungstypen- und Tarifraummethode) kam in Norderstedt [54k] zur Anwendung. Hier wurden zunächst 8 verschiedene Gebäudetypen bestimmt. Im zweiten Schritt wurden die Tarifraumzahlen und die Geschossflächen aus den Bauakten und den Stromversorgungsdateien für die einzelnen Typen bestimmt. Dies führte zur Annahme unterschiedlicher durchschnittlicher Tarifraumgrößen je

Gebäudetyp. Eine Kombination aus der Gebäudetypenmethode und einem Rückgriff auf die Verbrauchstatistiken kam in Glückstadt [54n] zur Anwendung. Dort wurden die Brennstoffverbrauchsdaten aus den Statistiken der Energieversorgungsunternehmen in spezifische Bedarfswerte für verschiedene Gebäude kategorisiert und auf Grundlage dieser Typisierung das Gebäudetypenverfahren angewendet.

3.6 Eignung der Methoden für den Iran

Um die Erstellung von Energiekonzepten im Iran zu ermöglichen, müssen die beschriebenen Methoden der Bedarfsermittlung hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit analysiert werden. Jede Methode muss dabei, da die Rahmenbedingungen unterschiedlich sind, an die spezielle Situation des Irans angepasst werden. Im Folgenden werden die Methoden jeweils kurz diskutiert und es wird eine Einschätzung abgegeben. Es kann sein, dass in bestimmten Regionen Bedingungen vorliegen, die der allgemeinen Einschätzung der Anwendbarkeit entgegenstehen. Aus diesem Grund wurden auch die "offensichtlich nicht anwendbaren" Methoden im ersten Teil dieses Kapitel erläutert.

Alle untersuchten Methoden lassen den Strombedarf unberücksichtigt. Aussagen darüber sind für die Planung im Iran aber wichtig. Deshalb muss bei den Verfahren, die zur Anwendung kommen sollen, überlegt werden, wie Informationen zum Strombedarf in die methodische Vorgehensweise eingeflochten werden können.

Tarifraumverfahren, Wohnflächenmethode scheiden als Anwendungsmöglichkeiten von vornherein aus, da die benötigte Datenbasis nicht vorhanden ist. Diese Methoden sind in Deutschland entwickelt worden und beziehen sich auf sehr spezifische hier vorhandene Datenquellen und -formate.

Ländliche Regionen, aber auch Gebiete in größeren Ballungsräumen sind oft weder an das Stromnetz angeschlossen noch in sonst einer Form leitungsgebunden versorgt, so dass die benötigten Verbrauchsstatistiken nicht vorliegen. Zuverlässige Angaben zu den Wohnflächen sind schwer erhältlich.

In Einzelfällen kann es sein, dass bestimmte Daten, die sich als Indikatoren für den Energiebedarf eignen, außergewöhnlich genau erhoben wurden. In einer solchen Ausnahmesituation ist die Anwendung eines auf diesem Indikator beruhenden Verfahrens denkbar.

Berechnungsverfahren sind nicht allgemein anwendbar. Diese Verfahren beruhen auf Normen und Richtlinien der industrialisierten Länder, die im Iran keine Gültigkeit besitzen. Die Bauweise ist oft uneinheitlich und die Baustoffe sind nicht immer genormt, so dass die stoffspezifischen Werte im Vorfeld zunächst genauer bestimmt werden müssten.

Typenmethoden sind geeignet, den Wärmebedarf zu bestimmen, vorausgesetzt, die Bebauung im Untersuchungsraum ist nicht zu heterogen und lässt sich in eine überschaubare Anzahl von repräsentativen Siedlungs- oder Gebäudetypen unterteilen. Die Bestimmung des Bedarfs der einzelnen Typen sollte über Berechnungen erfolgen. Die einzelnen Typen sollten jeweils um den Strombedarf erweitert werden. Auf welche Weise und mit welcher Genauigkeit der Strombedarf dabei ermittelt und zugeordnet werden kann, muss in vorhergehenden Untersuchungen genauer geklärt werden.

Als jederzeit anwendbare Methode und bei mangelhafter Datenbasis gangbare Alternative ist die **Befragungsmethode** anzusehen.

Für die Konzeption der Befragung ist zunächst wichtig, ob zum Beispiel der Wärmebedarf, der Energiebedarf oder der derzeitige Bedarf an einem bestimmten Energieträger abgeschätzt werden soll und welche Daten aus anderen Quellen erschlossen werden können. Darüber hinaus ist besonderes Augenmerk auf die kulturellen und strukturellen Voraussetzungen und

Gegebenheiten des Landes zu richten, um die Aussagefähigkeit erhobener und verwendeter Daten einschätzen zu können⁵.

Die Befragung kann als Fragebogen, Interview oder Gesprächsleitfaden erstellt werden.

Jörg W. Fromme [57] erprobte die Anwendung dieser Methode in Entwicklungsländern am Beispiel Jordaniens mit zufriedenstellenden Ergebnissen.

Die **Indikatorenverfahren** wurde bisher noch nie außerhalb von Deutschland angewendet. Prinzipiell erscheint ihr Einsatz möglich. Diese Methode könnte die Möglichkeit bieten, mit geringem Erhebungsaufwand und wenig Datenmaterial kostengünstig zu einer ausreichenden Planungsgrundlage zu gelangen.

Kennwerte beziehen sich jeweils auf Zusammenhänge und Abhängigkeiten eines bestimmten Landes und sind damit regionsspezifisch. Die in Deutschland verwendeten Indikatoren beziehen sich auf die dort festgestellte lineare Abhängigkeit zum Energiebedarf.

Welche Daten als Indikator dazu in Frage kommen könnten, müsste Untersuchungsgegenstand eines Forschungsprojektes sein, das zunächst klären müsste, welche Datengrundlage in dem zu untersuchenden Gebiet vorhanden oder problemlos zu erheben ist. Im nächsten Schritt muss ein möglicher statistischer Zusammenhang dieser Daten zum Wärmebedarf gezeigt werden. Im einfachsten Fall gibt die Häufigkeitsverteilung dazu einen Anhaltspunkt. Ist diese zwischen dem (bekannten) Energieverbrauch und einem oder mehreren Indikatoren ähnlich, kann von einem linearen Zusammenhang ausgegangen werden. Mit der Regressionsanalyse wird der Einfluss der einzelnen Indikatoren gewichtet. Die Größe der Gewichtung gibt dabei Aufschluss darüber, wie signifikant der jeweilige Indikator zur Bestimmung des Wärmebedarfs ist. Inwieweit auch nicht lineare Abhängigkeiten (d.h. Indikatoren, die eine andere Häufigkeits-Verteilung aufweisen als der bekannte Energiebedarf) in quadratischer oder anderer Form einfließen können, müssten weitergehende Untersuchungen klären.

Daten, die eventuell einen Zusammenhang aufweisen, sind: Anzahl der Einwohner, Größe der Familien, Größe der Gebäude, Anzahl der Beschäftigten nach Tätigkeitsbereichen, Größe der landwirtschaftlichen Nutzflächen / Anzahl der Nutztiere, Ausstattung des Haushalts mit bestimmten Gegenständen usw.. Möglicherweise kann selbst das Konsumverhalten der Mittelschicht als Indikator für den Gesamtenergiebedarf angesehen werden.

Informationsaufbereitung

Die einfache Reorganisation oder Verknüpfung von Informationen ermöglicht zum Teil gut verwendbare Einblicke und zeichnet sich häufig durch geringeren Aufwand und geringe Anforderungen an die Energieplaner aus. Letzteres führt dazu, dass gerade in Entwicklungsländern derartige einfache Verfahren vielfach zum Einsatz kommen können.

Für das Fallbeispiel Iran wird für jede in Kapitel 2.1 beschriebenen Region die Siedlungstypmethode angewendet. Da die Gebäudearten im Iran sehr vielfältig sind, werden bei einer groben Typologie der Gebäude zwischen traditionellen und modernen Gebäuden unterschieden. Eine Differenzierung der Siedlungstypen im Iran, analog zu der in Deutschland üblichen Aufteilung [58, 59], führt zu folgender Klassifizierung:

- **Dorfkerne:** dichte Bebauung mit kleinen, niedrigen Häusern, traditionelle Bauweise (aus Lehm, Holz, Stein)

⁵ Zielführende Fragen in diesem Zusammenhang sind: Welche Technologien sind im Untersuchungsraum bereits vorhanden? Welches Wissen kann bei den Befragten vorausgesetzt werden? Lassen sich die Bereiche Landwirtschaft, Haushalt und Gewerbe eindeutig voneinander abgrenzen oder werden Handelswaren zu Hause produziert und gehen landwirtschaftlicher Nutzbereich und Wohnbereich ineinander über?

- **Streusiedlungen:** lockere, unregelmäßige Bebauungen, meist mit kleinen Gebäuden, vor allem in Kleinstädten (unter 20000 Einwohner) oder Vororten
- **Einfamilienhaussiedlungen:** dichtes geometrisches Erschließungsnetz, meist an Stadträndern
- **Reihenhaussiedlungen:** engmaschig, geometrisch erschlossen, meist in Großstädten, fast ausschließlich in Gebieten, die an den Innenstadtbereich angrenzen
- **Wohnblocks, 3 bis 5 geschossig:** überwiegend mittelgroße Wohnbauten, relativ grobmaschiges Erschließungsnetz, sowohl in Städten als auch in Randbereichen
- **Hochhäuser und große Zeilenbauten:** große Gebäudebestände, großmaschiges Erschließungsnetz, Bauten meist an den Großstadträndern
- **Stadtkerne:** hoher Dichte mit geschlossener Bebauung und verwinkelten Straßen
- **Große Sonderbauten:** große Einzelbauten mit ungewöhnlichen Grundrissen, meist freistehend gebaut (z.B. Verwaltung, Ministerien)

Streusiedlungen, Dorfkerne und Stadtkerne kommen für eine Einbindungen in Nahwärme- bzw. Nahkältesystem - Ziel dieser Arbeit - nicht in Betracht. Für die Streusiedlungen sind die Besiedlungsdichte nicht ausreichend. Für die Dorfkerne ist die Bauweise nicht geeignet und in der Stadtkerne stehen kaum Freiflächen für die operative Arbeiten zur Verfügung.

Reihenhaussiedlungen und Einfamilienhäuser haben dagegen eine höhere Siedlungsdichte und können als geeignet zusammengefasst werden. Gut geeignet sind die Wohnblocks und große Sonderbauten wegen der höheren Energienachfrage. Die Hochhäuser und großen Zeilenbauten können als sehr gut geeignet bezeichnet werden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass nicht nur eine bestimmte Methode geeignet ist, um den Energiebedarf im Iran zu analysieren und abzubilden. In Abhängigkeit von den jeweiligen strukturellen Gegebenheiten sollte eine Methodenkombination angewandt werden. In jeder Region sollte zwischen Stadt und ländlichen Gebieten unterschieden werden. Für jede der fünf Regionen wird die Siedlungstyp-Methode verwendet. Für eine weitergehende Analyse innerhalb einer Siedlung empfiehlt sich, die Gebäudetypmethode anzuwenden. Darauf aufbauend können für jeden Gebäudetyp durch die Anwendung der Berechnungsverfahren, kombiniert mit der Typtagemethode, die jeweilige jährliche Spitzenleistung und die Energiemenge berechnet werden.

In Kapitel 4 wird die Typtagemethode durch die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Verbrauchertypmethode ergänzt und für alle Nutzenergiearten verallgemeinert.

4. Simulationsprogramm GOMBIS

Um die Anwendungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien bzw. neuen Technologien wie KWK zu untersuchen, werden neben einer Bedarfsanalyse Modelle zur Berechnung der Energiebereitstellung benötigt.

In diesem Kapitel wird für die Energiebedarfsanalyse, die auf der Typtagemethode basiert, eine neue Verbrauchertypmethode entwickelt, die eine Verallgemeinerung auf alle anderen Energiearten zulässt. Zusätzlich wird ein neues Berechnungsverfahren zur Bestimmung des Wärme- und Kältebedarfs eines Gebäudes erarbeitet. Abschließend werden in diesem Kapitel die verwendeten Modelle zur Energiebereitstellung vorgestellt. Die Verknüpfung von Energiebedarf und –bereitstellung erfolgt durch das Simulationsprogramm GOMBIS⁶.

Das Programmpaket GOMBIS, PRAXOGES⁷ und PRAXOSOL⁸ wurde für die speziellen Anforderungen, die bei der Planung von energietechnischen Anlagen in Entwicklungsländern bestehen, entwickelt. Es ist modular aufgebaut und universell einsetzbar. Daher dient es auch zur Projektentwicklung und Planung auf klimatisch verschiedenen Gebieten.

In den letzten Jahren sind - parallel mit der Computerentwicklung - eine Vielzahl von Auslegungs- und Simulationsprogramme auf den Markt gekommen, die den Planer von energietechnischen Anlagen in seiner Arbeit unterstützen sollen. Die Programme werden anhand der verwendeten Rechenverfahren in drei Hauptkategorien eingeteilt:

- Grobanalyseprogramme

Grobanalyseprogramme basieren auf statistischen Verfahren und Korrelationen, die wiederum aus Berechnungen mit detaillierten Simulationsprogrammen gewonnen wurden. Vorteile bieten die Programme durch schnelle Vorhersage des Betriebsverhaltens auf meist monatlichen Basisdaten. Sie sind anwendungsnah, aber wenig flexibel. Dadurch erreichen sie bei Nicht- Standard- Systemen nur eine eingeschränkte Genauigkeit.

- Zeitschrittsimulationsprogramme (quasistationäre Betrachtung)

Zeitschrittsimulationsprogramme berechnen auf der Basis von Zeitreihen das Systemverhalten in diskreten Zeitschritten (meist Stundenschritte). Zur Simulation werden detaillierte physikalisch-technische Modelle einer oder mehrerer vorgegebener Anlagenkonfigurationen verwendet. Die System- und Komponentenparameter der abzubildenden Anlage sind nur im Rahmen der Programmvorgaben definierbar. Mit diesen Simulationsprogrammen ist eine relativ hohe Genauigkeit erreichbar, wobei die Rechenzeit mit zunehmendem Detaillierungsgrad der Modelle ansteigt.

- Simulationssysteme (dynamische Betrachtung)

Simulationssysteme sind spezielle Programmiersprachen zur Behandlung von wissenschaftlichen Problemstellungen, wie sie z.B. beim Einsatz multivalenter Energietechniken auftreten. Die Simulationaufgabe wird über eine gleichungs- oder diagrammorientierte Simulationssprache vollständig definiert. Anlagenkonfiguration, System- und Komponentenparameter, Zeitschrittweite und die Auswerteparameter sind im Rahmen der Simulationssprache frei wählbar.

GOMBIS ist ein Zeitschrittsimulationsprogramm zur Auslegung der Struktur und der Höhe des Energiebedarfs sowie zur Auslegung verschiedener Anlagenkomponenten. Es können

⁶ GesamtOptimierungsModell auf Basis Integrierter Systemsimulation

⁷ PRAXisOrintierte Gebäudesimulationsprogramm

⁸ PRAXisOrintierte SOLthermie Simulationsprogramm

Systemanalysen durchgeführt werden. Darüber hinaus lassen sich Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung und erneuerbarer Energiesysteme im Vergleich zu konventionellen Versorgungslösungen analysieren [60].

Die Simulation erfolgt auf der Basis von Tageslastgängen des Wärme-, Strom- und Kältebedarfs. Die Definition des Energiebedarfs kann für eine beliebige Anzahl von Verbrauchern dargestellt werden. Für die Energiebereitstellung stehen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Kessel, Kälteerzeuger, Photovoltaik und Solarkollektoren sowie Infrastrukturkomponenten wie Heizzentrale, Gebäude und Leitungssysteme zur Verfügung. Es können mehrere Szenarien nebeneinander dargestellt werden. Ergebnis der Berechnungen sind der Energiebedarf und die daraus resultierenden Jahresdauerlinien als auch die zur Energiebereitstellung durch KWK, Kessel, Kälteerzeuger oder sonstige Energiebereitstellungskomponenten benötigten Energiemengen.

Das Programm ist so konzipiert, dass auch bei einer eingeschränkten Datenlage Ergebnisse berechnet werden können. Dazu liegen Bibliotheken für Tageslastgänge, Bereitstellungsanlagen, Emissionsfaktoren und Tarifstrukturen vor.

Das Programm errechnet den Gesamtenergiebedarf der einzelnen Szenarien, die Laufzeit und die Energiebereitstellung der einzelnen Anlagenkomponenten. Es werden die Kosten der Wärme-, Kälte- und Strombereitstellung sowie der Primärenergieeinsatz und die Emissionsbilanz ermittelt. Es können Aussagen über die Strombezugskosten auf Basis der jeweils geltenden Strompreisregelungen getroffen werden.

Die Simulation umfasst ein fiktives Betriebsjahr, in dem für jede Stunde des Jahres die Energiebilanz für Bedarf und Bereitstellung gebildet wird.

GOMBIS betrachtet jede Stunde des Jahres getrennt und kann nicht auf die Vorgänge, die in der Stunde zuvor geschehen sind, zurückgreifen. Aus diesem Grund können Speichereffekte des Systems nicht berücksichtigt werden. Es wird in jeder Stunde neu überprüft, wie hoch der Bedarf ist und wie er gedeckt werden kann. Dies beinhaltet auch, dass alles, was innerhalb dieser Stunde passiert, ebenfalls nicht berücksichtigt werden kann. Durch die Zeitunabhängigkeit können keine leit- und regelungstechnischen Aufgaben, wie zum Beispiel Mindeststillstandszeiten eines BHKW betrachtet werden. Die Simulation kann nicht erkennen, ob ein Modul in der vorherigen Stunde gelaufen ist oder nicht, sie kann nur einen prozentualen Verfügbarkeitsfaktor für jede Stunde mit einrechnen. Das hat zur Folge, dass die Summe der Energieerzeugung, also die Jahresbilanz der Anlage, richtig ist, aber nicht jeder Tag genau abgebildet sein muss.

4.1 Beschreibung der gewählten Methoden zur Bedarfsanalyse

Bei der Auswahl geeigneter Modelle stellt sich die Frage, welche objektspezifischen Einflussfaktoren bei der Generierung der vorhandenen Daten berücksichtigt werden sollen. Hier wird davon ausgegangen, dass die Jahreslastgangsynthese nicht mit einem einheitlichen Vorgehen für alle denkbaren Fälle und Energieanwendungen sinnvoll durchgeführt werden kann. Deshalb bietet die im Simulationsprogramm GOMBIS umgesetzte Verbrauchertypmethode verschiedene Optionen zur flexiblen Anpassung der Jahreslastgangsynthese an unterschiedliche Gegebenheiten.

Der Energiebedarf wird in GOMBIS durch Verbrauchertypen abgebildet. Es kann eine beliebige Zahl von Verbrauchertypen, sowohl für ein Energieart als auch für verschiedene Energiearten, definiert werden. In einem Szenario können mehrere Verbraucher zusammengefasst werden, um eine komplexe Energiebedarfssituation zu beschreiben.

Ein Verbraucher selbst ist eine Struktur, die vielfältige Möglichkeiten bietet, Energiebedarf und Nutzerverhalten zu beschreiben. Da in der Simulation mit stündlichen Bedarfswerten gerechnet wird, sind die Grundlage eines Verbrauchers die Tageslastgänge.

Die Einflussfaktoren sind einerseits meteorologischer bzw. physikalischer Natur, andererseits durch die Nutzungsart des Objektes bzw. Nutzerverhalten definiert. Die Ansätze für deren Abbildung sowie der Programmablauf werden nachfolgend dargestellt.

Meteorologische Einflüsse

Meteorologische Daten werden von vielen Wetterstationen mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung erfasst und stehen damit grundsätzlich für die Jahreslastgangsynthese zur Verfügung. In GOMBIS wird die Außentemperatur als die das Wetter repräsentierende Einflussgröße berücksichtigt. Offen ist noch die Frage, welcher funktionale Ansatz zugrunde gelegt wird, um den Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und Außentemperatur wiederzugeben. In GOMBIS sind drei Methoden implementiert:

- A/V-Methode
- Wärmebedarfsrechnung nach dem Ein-Kapazitäten-Modell (s. 4.2).
- Typtagemethode bzw. Klien-Methode

Einfluss des Nutzerverhaltens

Die Nutzung eines Objekts kann durch Einflussgrößen wie Beschäftigtenzahl, Produktionsdaten oder Arbeitszeit beschrieben werden. Da in vielen Fällen der Verlauf dieser Größen über ein ganzes Jahr mit einer Auflösung von einer Stunde nicht verfügbar und damit eine Datenprojektion auf stündlicher Basis nicht möglich ist, wird ihre explizite Berücksichtigung als nicht sinnvoll erachtet. Statt dessen werden sie implizit berücksichtigt, indem das Konzept der Tageslastgänge angewendet wird. Hierfür wurden die Erfahrungen aus den Anwendungen der Typtagemethode (nach VDI 2067, nach Baumgartner und Sawillion) benutzt.

Durch die Verwendung von Tageslastgängen kann die Nutzungsstruktur von Untersuchungsobjekten abgebildet werden. Die Kombination von Typtagemethode und Tageslastgang ist prinzipiell für alle Anwendungen thermischer Energie einsetzbar. Allerdings ist es notwendig, die Vorgehensweise in Abhängigkeit von der Energieanwendung (Prozesswärme, Raumheizung, Warmwasserbereitung) zu differenzieren.

4.1.1 Programmablauf zur Ermittlung des stündlichen Energiebedarfs

Nach der Aufteilung des Iran in fünf Regionen und die Anwendung der Siedlungstypmethode werden innerhalb jeder Siedlungstyp die Gebäudetypen bestimmt. Um die Tagessummen des Wärmebedarfs zu bestimmen, bestehen drei mögliche Datenquellen (Abbildung 4-1):

- Messungen (Tagessummen, Monatsummen)
- Berechnungen (Normwärmbedarf, Ergebnisse eines Gebäudesimulationsprogramms)
- Erfahrungswerte und Messungen, die programmintern in einer Bibliothek abgelegt sind.

Um die Stundenwerte des Wärmebedarfs aus errechnete bzw. generierte Tagessummen des Wärmebedarfs zu ermitteln, wird die Verbrauchertypmethode angewendet. Dafür wurden insgesamt sechs verschiedene Verbrauchertypen entwickelt (Tabelle 4-1).

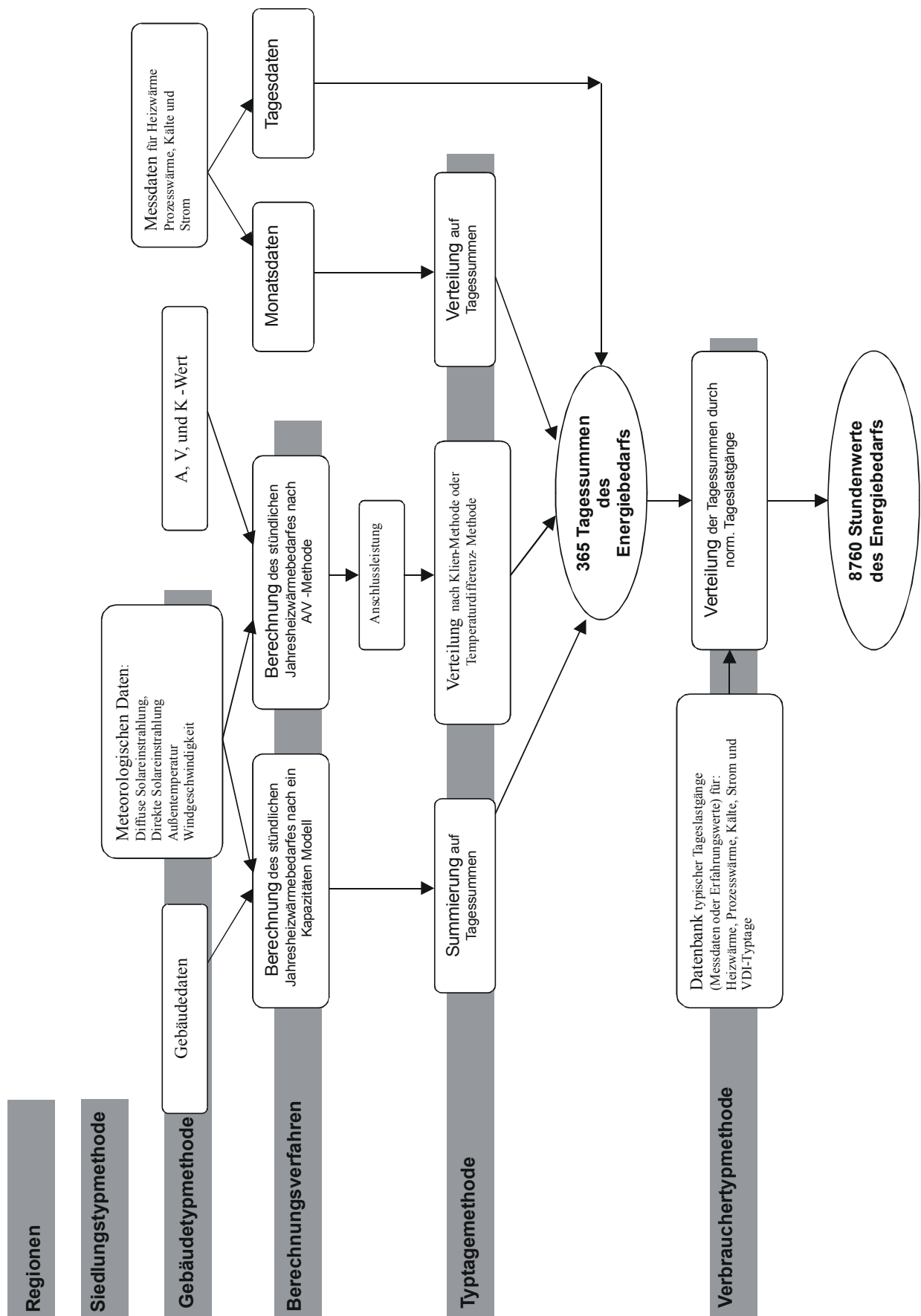


Abbildung 4-1: Ablauf der Energiebedarfsabbildung in GOMBIS

Verbrauchertyp	Bedarfsarten	Tagesgänge	zus. Eingabedaten	Berechnungsverfahren für Jahresganglinie
 1. Einfacher Verbraucher	Heizwärme Prozesswärme Kälte Strom	Eingabe typischer Tageslastgänge (Absolutwerte)	keine	Energiebedarfswerte aus Tagesgängen. Tagesgänge müssen den Bedarf in seiner absoluten Höhe enthalten
 2. Verbraucher mit Monatsvorgaben	Heizwärme Prozesswärme Kälte Strom	Eingabe typischer Tageslastgänge	monatliche Verbräuche für jede Nutzenergieart	Überlagern der Tagesgänge mit monatlichen Verbrauchsdaten . Tagesgänge können normiert sein.
 3. Verbraucher mit Tagesgangdaten	Heizwärme Prozesswärme Kälte Strom	Eingabe typischer Tageslastgänge	Tagesverbräuche für eine Nutzenergieart	Überlagern der Tagesgänge mit Tagesverbräuchen . Tagesgänge können normiert sein.
 4. Verbraucher mit überschlägiger Wärmebedarfsberechnung	Heizwärme	Eingabe typischer Tageslastgänge	Normwärmebedarf Gebäudetyp, A/V, k-Wert, TRY	Berechnung Normwärmebedarf mit A/V Methode, Klien-Methode. Tagesgänge können wahlweise überlagert werden.
 5. Verbraucher mit Daten aus Gebäudesimulationsprogramm	Heizwärme Kälte	Eingabe typischer Tageslastgänge	physikalische Gebäudedaten, TRY	Gebäudesimulationsprogramm , Ergebnis sind Tagessummen; diese werden mit den Tagesgängen überlagert
 6. Verbraucher mit verknüpfter Bedarfsdatei	Heizwärme Prozesswärme Kälte Strom	keine Tagesgänge erforderlich, Daten stammen aus externer Datei (z.B. Messung)	Verknüpfung zu Fremd-datei mit Bedarfsdaten	Übernahme der Fremddaten als Stundenwerte

Tabelle 4-1: In GOMBIS enthaltene Verbrauchertypen

Es ist ein Verbrauchertyp verfügbar, der eine Verknüpfung zu einer oder mehreren Fremd-dateien (z.B. Ergebnissen aus anderen Simulationsprogrammen bzw. Messungen) ermöglicht. Dieser spezielle Verbrauchertyp benötigt keine Tagesgänge.

Die Verbrauchertypen können innerhalb eines Szenarios beliebig kombiniert werden.

1: Einfacher Verbrauchertyp

Dieser Verbrauchertyp ist die Grundform des Verbrauchers und wird dann eingesetzt, wenn der Energiebedarf vollständig durch Tagesgänge beschrieben werden kann.

Üblicherweise werden Tagesgänge für bestimmte typische Zeitperioden (z.B. ein Tagesgang für alle Werk-tage im Sommer) vorgegeben. Es ist jedoch auch möglich, den Energiebedarf eines ganzen Jahres durch 365 Tagesgänge darzustellen. Für einen derartigen Anwendungsfall -

Nutzung einer externen Datei beispielsweise mit Messdaten - würde sich der Verbrauchertyp 6 (Verbraucher mit verknüpfter Bedarfsdatei) jedoch besser eignen.

2: Verbrauchertyp mit Monatsvorgaben

Dieser Verbrauchertyp unterscheidet sich vom einfachen Verbrauchertyp durch die Möglichkeit, die Tagesgangdaten der jeweiligen Nutzenergieart mit Monatsverbrauchsdaten zu ergänzen.

Wenn - was in der Praxis häufig der Fall ist - monatliche Verbrauchsdaten verfügbar sind, können diese Verbrauchsdaten mit Tageslastgängen (die beispielsweise aus Messungen von für das Nutzerverhalten repräsentativen Zeiträumen stammen können) so überlagert werden, dass daraus ein plausibler Jahresgang erstellt werden kann.

Dabei wird innerhalb der Simulation im ersten Schritt mit Hilfe der vorhandenen Tagesgangdaten ein vorläufiger Monatsbedarf errechnet. Der Vergleich mit dem tatsächlich vorgegebenen Monatsbedarf ergibt einen Faktor, mit dem jeder einzelne Stundenwert des Tagesganges für den betreffenden Monat beaufschlagt werden muss. Mit den so angepassten Tagesgängen wird die Jahresganglinie erstellt.

Dieses Verfahren kann sowohl mit den Kalender-Tageslastgängen als auch mit den VDI-Tagesgängen durchgeführt werden. Der Anwender kann das Verfahren, nach dem die Anpassung einzelner Stunden erfolgt, frei wählen.

3: Verbrauchertyp mit Tagesgangdaten

Dieser Verbrauchertyp enthält die Möglichkeit, die Tagesgangdaten der jeweiligen Nutzenergieart mit Tagesbedarfsdaten zu ergänzen. Bei der Simulation dieses Verbrauchertyps wird im Prinzip auf die gleiche Weise wie bei dem Verbraucher mit Monatsvorgaben verfahren - nur dass die Überlagerung der Tagesgänge mit den Tagesbedarfswerten vorgenommen wird.

Der Methode der Überlagerung von Tagesgangverläufen mit Tagesbedarfsdaten liegt die Überlegung zugrunde, dass mit Hilfe bestimmter Rechenverfahren zwar plausible Tagesbedarfswerte, aber keine realitätsnahe Abbildung der stündlichen Energieabnahme innerhalb eines Tages gewonnen werden können. Dies kann jedoch durch Tagesganglinien, die das typische Nutzerverhalten innerhalb eines Tages abbilden, erreicht werden. Auch hier kann wie beim einfachen Verbrauchertyp die Zahl der Tagesgänge beliebig groß sein.

Die Methode, Tagesganglinien mit Tagesbedarfsdaten zu überlagern, wird auch bei den Verbrauchertypen; Verbrauchertyp mit überschlägiger Wärmebedarfsberechnung und Verbrauchertyp mit Daten für Gebäudesimulation (PRAXOGES) angewandt. Während hier die Tagesbedarfsdaten aus einer Datei eingelesen werden können, erfolgt bei den beiden erwähnten Verbrauchertypen die Ermittlung der Tagesbedarfsdaten auf rechnerische Weise: entweder durch das überschlägige Heizwärmebedarfsberechnungsverfahren oder durch eine Gebäudesimulation.

4: Verbrauchertyp mit überschlägiger Wärmebedarfsberechnung

Mit diesem Verbrauchertyp kann für einen bekannten jährlichen Heizwärmebedarf mit Hilfe eines überschlägigen Rechenverfahrens die Jahresganglinie erzeugt werden.

Im Prinzip wird der Heizwärmebedarf unter Verwendung der jeweiligen stündlichen Umgebungstemperatur als Richtgröße auf die einzelnen Jahresstunden aufgeteilt. Das dabei angewandte Rechenverfahren wird von Klien [43] beschrieben.

Durch Eingabe der Parameter Normwärmebedarf, Heizgrenze und einem Korrekturfaktor wird die Jahresganglinie und der daraus resultierende Gesamtwärmebedarf ermittelt. Falls der Normwärmebedarf nicht bekannt ist, wird zusätzlich eine Berechnungshilfe angeboten, die dem Anwender die Abschätzung dieser Größe auf Basis der Gebäudetypen erlaubt: die A/V-Methode.

Für diesen Verbrauchertyp sind Tagesgänge nicht zwingend erforderlich, da durch das Rechenverfahren Stundenwerte vorliegen. Es können jedoch wahlweise Heizwärmetagesgänge

des Wärmebedarfs hinzugefügt werden. Falls kein Tagesgang zugeordnet wird, ergibt sich die Jahresdauerlinie des Heizwärmebedarfs aus der Verteilung der Außentemperatur. Wurden Tageslastgänge definiert, werden die stündlichen Rechenergebnisse zu Tageswerten aufsummiert und anschließend - wie beim Verbrauchertyp mit Tagesvorgaben - beschrieben, mit den Tageslastlinien überlagert.

5: Verbrauchertyp mit Daten aus Gebäudesimulationsprogramm (PRAXOGES)

Im Rahmen dieser Arbeit war es notwendig, ein Programm zu entwickeln, das den Heizwärmebedarf durch ein vereinfachtes Rechenverfahren bei Berücksichtigung des Nutzerverhaltens ermittelt. Dieses wurde durch die Umsetzung des erarbeiteten Rechenverfahrens nach dem Ein-Kapazitäten-Modell (siehe Kapitel 4.2) in das Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES und die Erstellung einer Datenbank für typische Tagesganglinien des Wärmebedarfs erreicht. Bei der Berechnungen nach dem Ein-Kapazitäten-Modell werden folgende Einflussfaktoren berücksichtigt (s. [61]):

- Wärmespeicherfähigkeit des Gebäudes
- stündliche meteorologische Daten (Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit Solarstrahlung)
- Transmissionswärmeverluste
- Lüftungswärmeverluste
- passive Solarenergienutzung
- innere Wärmequellen

Mit Hilfe dieses Simulationsprogramms können gebäudeseitige Energiesparmaßnahmen wie Wärmedämmung, Einbau von Wärmeschutzfenstern und andere Maßnahmen berechnet werden. Damit können im Rahmen eines Versorgungsszenarios auch die Energiesparpotentiale, die sich durch gebäudeseitige Investitionen erschließen lassen, mitberücksichtigt werden. Das Funktionsschema des verwendeten Berechnungsverfahrens ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

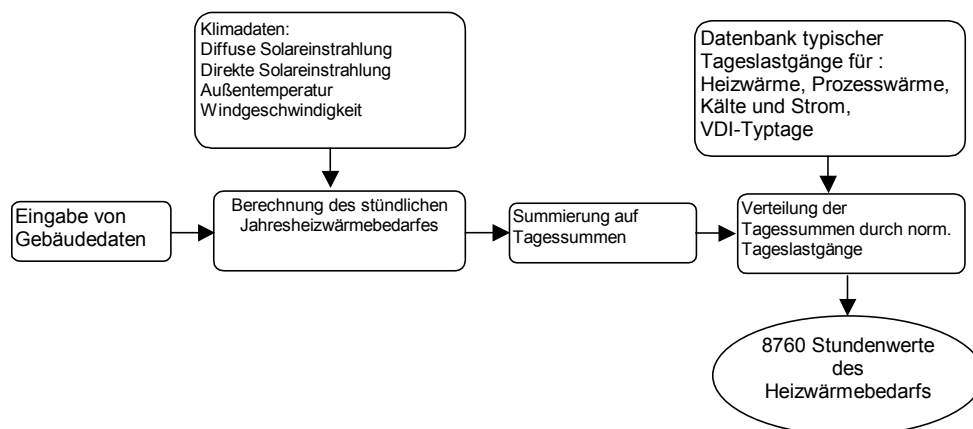


Abbildung 4-2: Funktionsschema des verwendeten Berechnungsverfahrens

Der hier eingeschlagene Lösungsweg sieht vor, dass die Tagessummen durch normierte Tagesgänge vergleichbarer Gebäude überlagert werden. Als Auswahlkriterien für die einzelnen Tage einer Simulationsperiode dienen Tagesgänge typischer Wochentage, Jahreszeiten oder auch die Unterscheidung in trübe und heitere Tage. In weiterer Folge wird dieser Verbrauchertyp wie ein Verbrauchertyp mit Tagesvorgaben behandelt.

6: Verbrauchertyp mit verknüpfter Bedarfsdatei

Dieser Verbrauchertyp ist für den Fall einsetzbar, dass Bedarfsdaten verfügbar sind. Diese Daten können Ergebnisse aus anderen Simulationsprogrammen sein oder Messdaten, die über einen längeren Zeitraum erfasst wurden.

Innerhalb des Verbrauchertyps kann für jede Nutzenergieart (Heizwärme, Prozesswärme, Kälte und Strom) eine Verknüpfung zur entsprechenden Bedarfsdatei eingerichtet werden.

4.1.2 Definition der Tagesgänge

Tagesgänge werden eingesetzt, um den Energiebedarf eines Verbrauchers für bestimmte Typtage zu repräsentieren. Sie sind die Datengrundlage, mit der die Simulationsprozeduren den stündlichen Jahresgang des Nutzenergiebedarfs ermitteln. Die Gesamtheit der Tagesgänge eines Verbrauchers ergeben seine Jahresganglinie. Es können Tagesgänge für Heizwärme, Prozesswärme, Kälte und Strom angelegt werden.

Prinzipiell lassen sich zwei unterschiedliche Arten von Tagesgängen erzeugen:

- *Kalender-Tagesgänge*, die durch den Anwender flexibel den gewünschten Tagen, Wochentagen und Monaten zugeordnet werden können. Der Kalender-Tagesgang gibt dem Anwender die Möglichkeit, mit Hilfe der Kalenderfunktion die Zuordnung eines Tagesganges zu einer bestimmten Zeitperiode vorzunehmen (z.B. Wintermonate Werktag). Da für einen Verbrauchertyp beliebig viele Kalendertagesgänge definiert werden können, ist eine Abbildung des Nutzerverhaltens auf eine sehr differenzierte Weise möglich. Im Extremfall können für eine Nutzenergieart bis zu 365 Tagesgänge erzeugt werden, um damit ein ganzes Jahr zu beschreiben.
- *VDI-Tagesgänge* für Heizwärme/Warmwasser- und Strombedarf, die für ein festgelegtes Ensemble von Typtagen (nach VDI 2067) gelten. In der Simulation ermittelt GOMBIS für die betreffende Stunde, zu welcher Jahreszeit und zu welchem Tagestyp (Werktag oder Wochenende) sie gehört, und ob dieser Tag zu den trüben oder heiteren zu zählen ist. Mit diesen Informationen kann die Bedarfssimulation für jede Stunde, die simuliert wird, unter den insgesamt 16 Tagesgängen den zutreffenden auswählen.

Innerhalb der Simulation werden die Tagesgänge auf zwei Arten behandelt:

- Mit den Stundenwerten in ihrer gegebenen Höhe (Absolutwerte) - dies ist dann der Fall, wenn neben den Tagesgängen keine weiteren Informationen vorliegen.
- Als Lastlinienverlauf, der für die Aufteilung eines vorgegebenen Summenbedarfs auf die einzelnen Stunden dient, wenn Tagessummenwerte oder Monatsverbrauchsdaten zur Verfügung stehen. In diesem „Normiert“-Modus zeigt GOMBIS die Stundenwerte als relative Werte bezogen auf die Tagessumme = 1 an. In diesem Darstellungsmodus kann die Tagessumme manuell editiert werden. Diese Option erlaubt es, typische Norm-Tagesgangverläufe, die für bestimmte Verbrauchertypen charakteristisch sind, einzusetzen und mit Hilfe der Tagessumme an die jeweilige konkrete Situation, z.B. den gemessenen oder vermuteten Tages-Gesamtbedarf, anzupassen.

4.2 Berechnungsverfahren nach dem Ein-Kapazitäten-Modell

Das Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES ist nach dem Ein-Kapazitäten-Modell entwickelt und besteht aus zwei Teilen: zum einen werden mit Hilfe des entwickelten quasistationären Simulationsmodells Tagessummen des Gebäudeheizwärmebedarfs bzw. Kühlbedarfs berechnet, und zum anderen eine Datenbank von typischen Tageslastgängen des stündlichen Wärmebedarfs für verschiedene Objekte und Objektverbunde erstellt. Die Tageslastgänge bilden das Nutzer- und Betriebsverhalten ab und wurden in Anlehnung an die VDI 2067 Blatt 7 aus Messdaten gewonnen oder aus berechneten Werten ermittelt. Es wird

angenommen, dass die Innenwände, die Einrichtungsgegenstände und die inneren kapazitiven Elemente der Außenwände zu einer inneren Wärmekapazität zusammengefasst werden können.

4.2.1 Bestimmung der effektiven Wärmekapazität

Gebäude bestehen aus einer Vielzahl wärmespeichernder Bauteile, die in unterschiedlicher Weise thermisch an die Raumluft und aneinander gekoppelt sind. Diese Ankopplung kann außerdem zeitlich variieren.

In PRAXOGES wird das Gebäude als ein Einzonenmodell angenommen. Dieses Modell setzt voraus, dass die Luftdurchmischung im Gebäude sowie der Wärmeaustausch durch Strahlung und Wärmeleitung für eine gute Kopplung der inneren kapazitiven Elemente sorgen. Zur Bestimmung der mittleren Gebäudeinnentemperatur wird zudem eine gleichmäßige Verteilung der inneren Wärmekapazitäten angenommen.

Als Erweiterung ist es möglich, zwei unterschiedlich beheizte Zonen und eine nicht beheizte Zone anzugeben, deren Innentemperaturen nach Flächenanteilen gewichtet werden.

Für ein ideales Gebäude, dessen gesamte Wärmespeicherfähigkeit C_j durch ideal leitende Innenbauteile n und dessen Wärmedämmung durch äußere kapazitätslose Wandschichten gebildet wird, ergibt sich C_j durch eine Aufsummation :

$$C_i = \sum_n V_n c_n \rho_n = \sum_n C_n , \quad (4-1)$$

c_n stellt die spezifische Wärmekapazität, ρ_n die Dichte und V_n das Volumen des Bauteils dar. Für den nicht idealen Fall werden Korrekturfaktoren eingeführt, so dass C_j die Bedeutung einer 'effektiven Wärmekapazität' annimmt.

Rouvel [62] hat mit umfangreichen Untersuchungen und Berechnungen die innere Wärmekapazität eines Gebäudes bestimmt. Steinmüller [63] griff die Untersuchungen in seiner Dissertation auf und verbesserte den Ansatz dahingehend, dass die Schichtenfolge und Wärmedämmmaßnahmen der Außenwände mit in die Berechnung der inneren Wärmekapazität einfließen. Dieser erweiterte Algorithmus zur Berechnung der inneren Wärmekapazität wird für die Wärmebedarfsrechnung hier verwendet.

Die effektive Wärmekapazität der Gebäudeteile wie z.B. Außen- und Innenwände ergibt sich durch Aufsummation der Wärmespeicherfähigkeiten der einzelnen Wandschichten k unter Berücksichtigung der Korrekturfaktoren f_{1nk} , f_2 und f_{3nk} :

$$C_n = f_2 \sum_k f_{1nk} V_{nk} c_{nk} \rho_{nk} f_{3nk} . \quad (4-2)$$

Die schichtbezogenen Abminderungsfaktoren f_{1kn} und f_{3kn} beschreiben in Verallgemeinerung der Rouvelschen Annahmen das Temperaturgefälle in Außenbauteilen und die damit verbundene Abnahme des wärmespeichernden Beitrags außenliegender Schichten.

Die Korrekturfaktoren werden wie folgt bestimmt:

$$f_{1nk} \approx 0,45 + \frac{0,01782}{(R_{nk} + 0,18)^2} \text{ mit } R_{nk} \text{ in } W/m^2K, \quad (4-3)$$

$$f_2 = 0.8696, \quad (4-4)$$

Und

$$f_{3nk} = \frac{R_n - R_{nk}}{R_n} \quad \text{für Außenbauteile,} \quad (4-5)$$

$$f_{3nk} = 1 \quad \text{für sonstige Bauteile,}$$

wobei R_{nk} (in $\text{m}^2\text{K/W}$) der Wärmeleitwiderstand von der Bauteilinnenoberfläche bis zur Mitte der Schicht k und R_n (in $\text{m}^2\text{K/W}$) der gesamte Wärmeleitwiderstand des Bauteils sind. Für ein homogenes Außenbauteil ist $f_{3kn} = 0,5$. Einrichtungsgegenstände werden als Innenbauteile ohne Eigendämmung betrachtet, wodurch die Korrekturfaktoren f_{1kn} und f_{3kn} zu 1 werden und nur der Abminderungsfaktor f_2 berücksichtigt wird.

4.2.2 Wärmebedarf aufgrund von Strahlung und Transmission durch die Gebäudehülle

Transmissionswärmeverluste durch nichttransparente Bauteile

Die Transmissionswärmeverluste entsprechen dem einfachen Wärmedurchgang durch eine Wand, d.h. sie werden im wesentlichen durch zwei Wärmeübergänge und die Wärmeleitung beschrieben. Im verwendeten Gebäudemodell werden die Transmissionswärmeverluste als eindimensionales und statisches Wärmeleitproblem behandelt. Für diesen Fall vereinfacht sich die Fourierschen Differentialgleichung der Wärmeleitung zu:

$$\dot{Q}_T = k \cdot A \cdot (T_i - T_U) = \frac{1}{R_k} \cdot A \cdot (T_i - T_U), \quad (4-6)$$

mit: $\dot{Q}_T$ Transmissionswärmestrom durch das Bauteil, k als Wärmedurchgangskoeffizient, R_k Wärmedurchgangswiderstand, A Fläche des Bauteils, T_U Außentemperatur und T_i Innentemperatur.

Für den Wärmedurchgangswiderstand gilt:

$$R_k = \frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_i} + \sum \frac{s}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_a}, \quad (4-7)$$

mit: α_i innerer Gesamtwärmeübergangskoeffizient, α_a äußerer Gesamtwärmeübergangskoeffizient, s Dicke einer Bauteilschicht und λ Wärmeleitfähigkeit dieser Bauteilschicht.

Die Gleichung (4-6) ist die Grundlage für die Berechnung des Normtransmissionswärmebedarfs nach DIN 4701 [64]. Das Wärmeleitproblem im Bauteil und der Wärmeübergang an der Rauminnenoberfläche werden im Modell entsprechend der DIN 4701 behandelt. Der Wärmeübergang an der Außenoberfläche des Bauteils wird wegen seines großen Einflusses auf den Transmissionswärmeverlust in differenzierter Weise beschrieben.

Die wichtigste meteorologische Einflussgröße ist die Außenlufttemperatur. Für den Transmissionswärmeverlust ist aber als äußere Randbedingung nicht nur der konvektive Wärmeaustausch mit der Außenluft wirksam, sondern ebenfalls der Strahlungsaustausch mit der Umgebung, so dass gilt:

$$\dot{Q} = \alpha_a \cdot A \cdot (T_{0a} - T_U), \quad (4-8)$$

mit T_{0a} als Oberflächentemperatur des Bauteils, wobei sich der äußere Gesamtwärmeübergangskoeffizient α_a wie folgt aus α_s äußerer Wärmeübergangskoeffizient für Strahlung und α_k äußerer Wärmeübergangskoeffizient für Konvektion zusammensetzt:

$$\alpha_a = \alpha_s + \alpha_k \quad (4-9)$$

Gleichung (4-8) fasst die Vorgänge der Wärmeübertragung durch Strahlung und Konvektion in einem gemeinsamen Wärmeübergangskoeffizienten an Außenoberflächen zusammen.

Da die Strahlungstemperatur nicht gleich der Außenlufttemperatur ist und die kurzwellige Sonneneinstrahlung auf die Außenbauteile nicht vernachlässigt werden kann, muss eine Korrektur der Außentemperatur vorgenommen werden. In der Vergangenheit wurden eine Reihe von Ansätzen zur Korrektur der Außentemperatur entwickelt. Hier sei auf Arbeiten von Mackey und Wright [65], Gertis und Hauser [66] und Höglund [67] verwiesen. Einen sehr umfassenden Ansatz gibt Nehring [68] an. Der Ansatz für die von ihm benannte "kombinierte Außenlufttemperatur" erfasst sowohl die aufgeprägte kurzwellige Solarstrahlung als auch den langwelligen Strahlungsaustausch mit der Umgebung. Dieser Ansatz wurde von Mügge [69] aufgegriffen und für praktische Anwendungen leicht modifiziert. PRAXOGES verwendet diesen modifizierten Ansatz. Die Definition der modifizierten Außentemperatur Θ_a ist danach:

$$\Theta_a = T_U + \frac{\alpha_s \cdot I - \varepsilon_0 \cdot \sigma \cdot \left(\left(\frac{T_{Ua}}{100} \right)^4 \cdot (1 - \varepsilon_G \cdot \Phi_G) - \varepsilon_{UT} \cdot \Phi_{UT} \cdot \left(\frac{T_{UT}}{100} \right)^4 \right)}{\alpha_a}, \quad (4-10)$$

mit

Θ_a kombinierte Außenlufttemperatur,

T_{Ua} Außenlufttemperatur in der absoluten Temperaturskala,

T_{UT} Temperatur der terrestrischen Umgebung in der absoluten Temperaturskala,

α_s Absorptionskoeffizient für kurzwellige Strahlung,

I Gesamtstrahlung,

σ Strahlungskonstante ($\sigma = 5,67 \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$), Stefan-Boltzmannkonstante,

ε_0 Emissionskoeffizient der Bauteiloberfläche,

ε_G Emissionskoeffizient der Atmosphäre,

ε_{UT} Emissionskoeffizient der terrestrischen Umgebung,

Φ_G Einstrahlzahl des Bauteils zum Himmel,

Φ_{UT} Einstrahlzahl des Bauteils zur terrestrischen Umgebung.

In erster Näherung können hierbei die stündlichen Werte der langwelligen atmosphärischen Gegenstrahlung und der langwelligen Bodenstrahlung in den obigen Ansatz in folgender Weise übernommen werden:

$$\dot{q}_G = \varepsilon_G \cdot \sigma \cdot \left(\frac{T_{Ua}}{100} \right)^4, \quad (4-11)$$

Und

$$\dot{q}_B = \varepsilon_{UT} \cdot \sigma \cdot \left(\frac{T_{UT}}{100} \right)^4, \quad (4-12)$$

mit $\dot{q}_G$ als atmosphärischer Gegenstrahlung und $\dot{q}_B$ als Bodenstrahlung.

Wie bei Poos [70] angegeben, lässt sich der Wärmeübergangskoeffizient für Strahlung α_s für übliche Raum- und Außentemperaturen sowie für die meisten in der Technik gebräuchlichen Oberflächen mit $4,5 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ im Mittel abschätzen.

Der Wärmeübergangskoeffizient für Konvektion an Außenteilen α_k wird vor allem durch die Windgeschwindigkeit bestimmt. Zur Bestimmung von α_k liegen eine Reihe empirischer Korrelationsformeln vor, die Feist [33] vergleichend bewertete. Für das vorliegende Gebäudemodell wird ein Ansatz von McAdams [71] in folgender Form verwendet:

$$\alpha_k = 4,83 + 3,36 \cdot w \quad \text{für } w \leq 5 \text{ m/s}, \quad (4-13)$$

$$\alpha_k = 6,17 \cdot w^{0,78} \quad \text{für } w > 5 \text{ m/s}. \quad (4-14)$$

Die Windgeschwindigkeit w wird durch die Unebenheiten der Umgebung, verursacht z.B. durch Wald oder Bebauung, in Abhängigkeit von der Bodenhöhe, abgeschwächt. Zwischen der gemessenen Windgeschwindigkeit der meteorologischen Daten und der angesetzten Windgeschwindigkeit in den Gleichungen (4-13) und (4-14) wird folgende Beziehung angesetzt:

$$w = w_{\text{TRY}} \cdot \left(\frac{h_m}{h_{10}} \right)^{R_B}, \quad (4-15)$$

mit

w_{TRY} Windgeschwindigkeit (TRY) in 10 m Höhe,

h Mittlere Höhe des Gebäudes,

h_{10} 10 m Höhe,

R_B Bodenrauigkeit ($R = 0,16$ für offenes Gelände, $R = 0,22$ für Waldgebiet und $R = 0,5$ für Stadtgebiet).

Wärmebedarf durch Wärmebrücken

Anschlüsse zwischen zwei Bauteilen der Gebäudehülle, wenn z.B. eine Innenwand an eine Außenwand grenzt, werden als Wärmebrücken bezeichnet. In diesen Bereichen können die Wärmeverluste der Gebäudehülle erheblich höher liegen als die Wärmeverluste einer ungestörten Außenwand. Eine Nichtberücksichtigung von Wärmebrücken kann deshalb zu einer erheblichen Unterbewertung des Wärmebedarfs führen.

Für die praktische Anwendung stehen Wärmebrückenkataloge verschiedener Autoren wie z.B. von Hauser [72], Mainka-Paschen [73], SIA DOK 99 [74] oder Heindl [75] zur Verfügung. In diesen Katalogen sind für verschiedene Fälle von Wärmebrücken die Wärmebrückenkoeffizienten angegeben, so dass sich eine zusätzliche Berechnung erübrigt. Wärmebrücken werden in PRAXOGES durch ihre spezifischen Wärmeverluste (in W/mK) und ihre Länge berücksichtigt.

Transmissionswärmeverluste durch Fenster

Transmissionswärmeströme durch Fenster werden mit konstantem Wärmedurchgangskoeffizient k_F berechnet. Da das Produkt aus Dichte, spezifischer Wärmekapazität und Materialvolumen für diese Bauteile im Vergleich zu massiven Wänden klein ist, gehen diese Bauteile nicht als Summand der Fenstereinzelteile in die effektive Wärmekapazität ein. Der Wärmestrom ergibt sich zu:

$$\dot{Q}_{T,F} = k_F \cdot A_F \cdot (T_i - T_u), \quad (4-16)$$

Mit $\dot{Q}_{T,F}$ Transmissionswärmestrom durch das Fenster, k_F Wärmedurchgangskoeffizient des

Fensters und A_F Fläche des Fensters (Rohbaumaß).

Der Wärmedurchgangskoeffizient k_F des Fensters wird entsprechend den Flächenverhältnissen aus den k-Werten des Rahmens (k_R), dem k-Wert des Glases (k_G) und dem Rahmenanteil des Fensters (φ_R) ermittelt:

$$k_F = (1 - \varphi_R) \cdot k_G + \varphi_R \cdot k_R. \quad (4-17)$$

Beim Vorhandensein von z.B. Rollläden kann ein von k_F abweichender Wärmedurchgangskoeffizient $k_{F, \text{Nacht}}$ für die Nachtperiode berücksichtigt werden.

Solare Gewinne durch Fenster

Direkte und diffuse Sonnenstrahlung durch Fenster bewirkt im Winter in Abhängigkeit von Fensterorientierung, Bauart und Größe eine wesentliche Verringerung der Transmissionswärmeverluste. Dies gilt insbesondere bei hochwärmegedämmten Häusern [76, 77]. Wenn Sonnenstrahlen der Intensität I auf Fensterglas treffen, wird jeweils ein Teil der Strahlung reflektiert, absorbiert und hindurchgelassen:

$$I = \tau I + r I + a I, \quad (4-18)$$

mit τ als Transmissionsfaktor, r als Reflexionsfaktor und a als Absorptionsfaktor.

Der Anteil aI , der vom Glas absorbiert worden ist, wird durch Konvektion an die Luft teils nach innen teils nach außen als Sekundärwärme abgegeben:

$$aI = a_i I + a_a I, \quad (4-19)$$

$a_i I$ Sekundärwärmeanteil nach innen,

$a_a I$ Sekundärwärmeanteil nach außen.

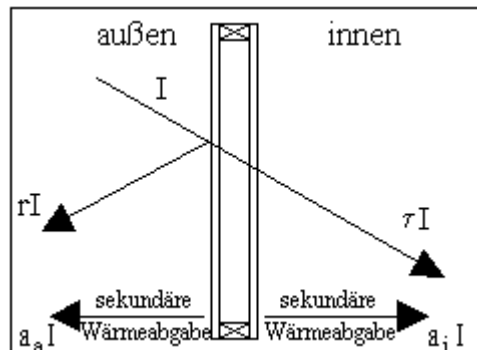


Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der strahlungstechnischen Eigenschaften am Beispiel eines Zweifachisolierglases

Die Gesamtstrahlung (I_{ges}), die in den Raum gelangt, ergibt sich zu

$$I_{\text{ges}} = \tau I + a_i I = g_F I. \quad (4-20)$$

Der Gesamtenergiedurchlassgrad g_F wird im verwendeten Gebäudemodell als rechnerische Ausgangsgröße genommen. Er ist z.B. in der DIN 4108 -Wärmeschutz im Hochbau [78] - für viele Verglasungsarten tabelliert. Des weiteren können über die Beziehung

$$g_F = 0,87 \cdot b_F, \quad (4-21)$$

mit b_F als Durchlassfaktor nach VDI 2078 (Berechnung der Kühllast klimatisierter Räume) [79] weitere Verglasungen miteinbezogen werden. Der Strahlungsgewinn durch Fenster wird wie folgt beschrieben:

$$\dot{Q}_{S,F} = A_G \cdot I \cdot g_F \cdot z, \quad (4-22)$$

mit

$\dot{Q}_{S,F}$ Strahlungswärmestrom des Fensters, A_G Fläche der Verglasung und z Abminderungsfaktor nach DIN 4108.

Der Abminderungsfaktor z berücksichtigt temporäre Sonnenschutzvorrichtungen und ist z.B. in der DIN 4108 oder DIN 4701 für verschiedene Maßnahmen tabelliert. Damit werden in PRAXOGES die Fenster durch die Fläche, den Energiedurchlassgrad und den Abminderungsfaktor charakterisiert.

4.2.3 Wärmeverlust erdberührter Bauteile

Die exakte Behandlung der Wärmeverluste an das Erdreich ist wesentlich aufwändiger als die Wärmeverluste außenluftberührter Bauteile, da sowohl die Dreidimensionalität als auch die Instationarität des Problems nicht vernachlässigt werden darf. Als Ausgangspunkt für die Berechnungen wird ein numerisches Verfahren von Heynert [80] herangezogen, das von Heynert [81] selbst und später von Mügge [82] als anwendbares Handrechenverfahren überarbeitet wurde. Die Überarbeitung des Ansatzes durch Mügge geht als Rechenalgorithmus in die DIN 4701 [64] ein. In dieser Arbeit wird der Algorithmus entsprechend der Neufassung der DIN als Berechnungsgrundlage verwendet.

Bei erdberührten Untergeschossen wird ein Wärmestrom primär über die erdberührten Seitenflächen übertragen. Daneben erfolgt - außer bei sehr niedrigen Grundwasserspiegeln - ein nicht zu vernachlässigender Wärmestrom über die Bodenplatte des Gebäudes an das Grundwasser. In Abhängigkeit von der Grundwassertiefe, der Tiefe des Untergeschosses und der Wärmedämmung des Bodens und der Seitenwände kann im Bereich der Gebäudekanten auch ein Wärmestrom von den Seitenwänden zum Grundwasser bzw. von der Bodenplatte zur Außenluft auftreten. Infolge der Speicherwirkung des Erdreichs folgt der Wärmestrom an die Außenluft verzögert und stark gedämpft den Schwankungen der Außentemperatur. Da zudem die Wärmeverluste an das Erdreich nur einen geringen Teil der Gesamtwärmeverluste ausmachen, werden für das Gesamtmodell lediglich Monatsmittelwerte der Außentemperatur herangezogen.

Falls die Temperatur des Grundwassers nicht bekannt ist, wird sie in erster Näherung der jahresmittleren Außentemperatur gleichgesetzt.

Entscheidende geometrische Einflussgrößen für Wärmeverluste an das Grundwasser sind die Grundfläche des Gebäudes und der Abstand des Kellerbodens bis zum Grundwasser. Für die Wärmeverluste an die Außenluft sind es der Umfang des Gebäudes und die Grundwassertiefe. Weitere Einflussgrößen sind die Form des Gebäudes, die Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs und der Wärmeleitwiderstand eventuell vorhandener Dämmschichten. Wie Mügge und Heynert [82, 80] zeigen, ist es mit diesen wenigen Faktoren möglich, die Wärmeverluste an das Erdreich ausreichend genau zu erfassen.

Die Wärmeverluste werden durch die Temperatur des Kellers bestimmt, die sich durch eine Energiebilanz des Kellers ermitteln lässt. Da für das Teilmodell des Kellers nur mit Monatsmittelwerten der Außentemperatur gerechnet wird, wird die Kellertemperatur durch eine Näherungsformel in Anlehnung an DIN 4701 ermittelt.

Der Wärmestrom an das Grundwasser wird im Wesentlichen über die Kellersohle, der Wärmestrom an die Außenluft über die erdberührten Seitenwände übertragen. Allgemein gilt mit

$\dot{Q}_{V,E}$ als Wärmeverluste an das Erdreich, $\dot{Q}_{V,a}$ als Wärmeverluste an die Außenluft und $\dot{Q}_{V,GW}$ als Wärmeverluste an das Grundwasser folgende Definition:

$$\dot{Q}_{V,E} = \dot{Q}_{V,a} + \dot{Q}_{V,GW} \quad (4-23)$$

Die beiden Summanden werden wie folgt beschrieben:

$$\dot{Q}_{V,a} = k_{\ddot{a}q,a} \cdot U \cdot \varphi_a \cdot (T_{Keller} - T_{U, Norm}), \quad (4-24)$$

$$\dot{Q}_{V,GW} = k_{\ddot{a}q,GW} \cdot A_B \cdot (T_{Keller} - T_{GW}), \quad (4-25)$$

mit:

$k_{\ddot{a}q,a}$ äquivalenter Wärmedurchgangskoeffizient an die Außenluft,

$k_{\ddot{a}q,GW}$ äquivalenter Wärmedurchgangskoeffizient an das Erdreich,

U Gebäudeumfang,

φ_A Höhe bzw. Breite der Außenluft- Einflusszone,

A_B Gebäudegrundfläche,

T_{Keller} mittlere Kellerinnentemperatur,

$T_{U, Norm}$ mittlere Außentemperatur,

T_{GW} Grundwassertemperatur.

Zur Berechnung der äquivalenten Wärmedurchgangskoeffizienten $k_{\ddot{a}q}$ werden je nach Grundwassertiefe und Tiefe der Kellersohle 4 Fälle bei der Berechnung unterschieden.

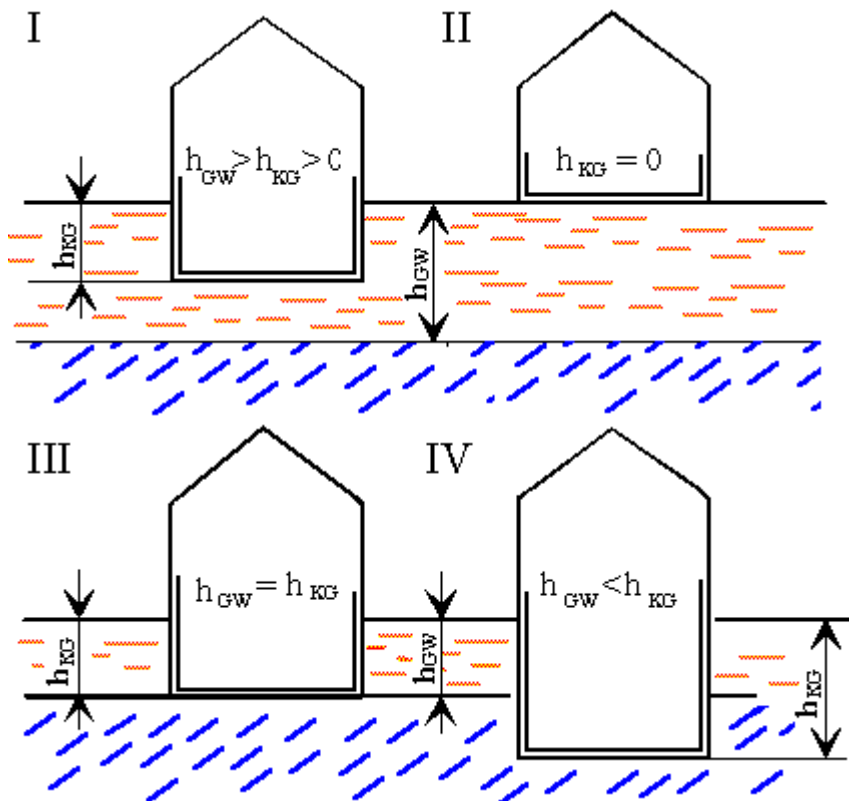


Abbildung 4-4: Wärmeverluste an das Erdreich

h_{GW} Grundwassertiefe, h_{KG} Tiefe der Kellersohle: I Keller im trockenen Erdreich; II kein Keller vorhanden; III Niveau der Kellersohle gleich dem des Grundwasserspiegels; IV Keller tiefer als der Grundwasserspiegel, ein Teil der Seitenwände steht im nassen Erdreich

Mit dem zugrundegelegten Verfahren werden monatliche Leistungswerte der Wärmeverluste an das Erdreich berechnet, die jeweils für den entsprechenden Monat im Jahr als stündlicher Wärmeverlust in die Energiebilanz des Gesamtmodells eingehen. Der vollständige Algorithmus zur Berechnung der Erdreichverluste an die Außenluft wird wie folgt beschrieben:

$$\dot{Q}_{V,a} = k_{aq,a,n} \cdot U \cdot \varphi_a \cdot (T_{Keller} - T_U), \quad (4-26)$$

Die äquivalenten Wärmedurchgangskoeffizienten für die Fälle I, III und IV wurden [83] entnommen.

4.2.4 Lüftungswärmebedarf

Mit der erwünschten Reduzierung der maximalen Wärmedurchgangskoeffizienten und damit des Transmissionswärmebedarfs nimmt der Anteil des Lüftungswärmebedarfs am Gesamtwärmebedarf zu [84].

Der Luftaustausch eines Gebäudes erfolgt durch natürliche Lüftung (Fugen- und Schachtlüftung), Öffnen der Fenster und über Lüftungseinrichtungen wie mechanische Be- und Entlüftungsanlagen.

Der Lüftungswärmebedarf $\dot{Q}_L$ lässt sich mit Hilfe einer Energiebilanz für den ausgetauschten Luftstrom angeben. Bei Beschränkung auf den sensiblen Anteil gilt:

$$\dot{Q}_L = \dot{Q}_{L,nat} + \dot{Q}_{L,erz} = \dot{V}_L \cdot \rho_L \cdot c_{p,L} \cdot (T_i - T_U), \quad (4-27)$$

mit

$\dot{V}_L$ ausgetauschter Volumenstrom,

ρ_L Dichte der Luft,

$c_{p,L}$ spezifische Wärmekapazität der Luft,

T_i stündliche Gebäudeinnentemperatur,

T_U stündliche Außentemperatur,

$\dot{Q}_{L,nat}$ Lüftungswärmebedarf aufgrund natürlicher Lüftung,

$\dot{Q}_{L,erz}$ Lüftungswärmebedarf aufgrund erzwungener Lüftung.

Im verwendeten Teilmodell wird der natürliche Luftwechsel in Anlehnung an den Algorithmus der DIN 4701 und Untersuchungen von Esdorn und Brinkmann [85] ausgeführt. Die erzwungene Lüftung wird wahlweise als Fensterlüftung oder als mechanische Ablüftung abgebildet.

4.2.5 Innere Quellen

In Gebäuden mit geringem Heizenergiebedarf, wie z.B. Niedrigenergie- und Passivhäusern, stellen innere Wärmequellen einen merklichen Beitrag zur Raumerwärmung dar. Eine Zufuhr von Fremdwärme erfährt ein Gebäude durch innere Quellen wie Personen, Beleuchtung, elektrische Geräte, Kochen und Warmwasserbereitung.

Eine genaue Ermittlung der Fremdwärmezufuhr wird aufgrund unterschiedlicher Personenbelegung und Ausstattung mit elektrischen Geräten sowie des Nutzerverhaltens nur im Einzelfall, und dann nur durch Messungen, möglich sein.

Für die Berechnungen im Wohnbereich stehen aber recht zuverlässige Durchschnittswerte zur Verfügung, wie sie z.B. bei Wentzlaff [86] und Rouvel [62] angegeben werden.

Als Bezugsgröße dienen entweder die Wohnfläche, ein Haushalt mit z.B. einer statistischen Personenbelegung von 2,7 oder die Personenzahl als solche. Da die Wohnungsgröße und somit inhärent die Anzahl der Personen bei jedem Objekt unterschiedlich sein kann, wird im Modell als Bezugsgröße die Personenzahl verwendet. Als Grundlage für den Leistungswert pro Person wird die Studie von Wentzlaff [86] herangezogen, aus der sich ein Fremdwärmeangebot von 3,3 kW pro Person ergibt. In diesem Wert sind personenbezogene Quellen und Senken von elektrischen Geräten, Warmwasser, Aufheizen von Kaltwasser und die Wärmeabgabe der Person selber enthalten.

Ein weiteres Kriterium ist die Aufenthaltsdauer der Personen, die von der Nutzung des Gebäudes abhängt. In der Literatur sind Werte von 12 bis 16 Stunden angegeben [62, 87]. Daneben werden weitere elektrische Maschinen oder Geräte, die nicht implizit einer Person zugeordnet werden können, separat behandelt. Hierdurch wird das Anwendungsfeld des Teilmodells Innere Quellen variabler und kann z.B. bei Produktionsstätten Anwendung finden. Als Bezugsgrößen werden dann die Leistung und die Laufzeit der Maschinen verwendet.

Der zeitliche Verlauf der nicht personenbezogenen Wärmequellen ist meist nicht vollständig vorhersagbar. Daher wird für diese inneren Quellen ein über den Tag zeitlich konstanter Mittelwert errechnet, der in die Wärmebilanz des Gebäudes eingeht.

In der folgenden Abbildung wird der PRAXOGES-Aufbau in Kombination mit GOMBIS dargestellt.

PRAXOGES		TRNSYS	
Modelltyp			
quasistationäres (Einzonenmodell Innentemperatur)	Ein-Kapazitäten-Modell mit gemittelter	dynamisches Mehrzonenmodell mit 6 Gebäudezonen (3 Wohnzonen, Keller, Drempelgeschoß, Treppenhaus)	
langwelliger Strahlungsaustausch im Raum			
nicht berücksichtigt		berücksichtigt	
konvektiver Wärmeübergang im Raum			
fester Wärmeübergangskoeffizient nach DIN 4701		fester Wärmeübergangskoeffizient nach DIN 4701	
Fenstermodell			
Fester k-Wert und Gesamtenergie-durchlaßgrad g nach DIN 4701		Fester k-Wert und Berechnung des Energiedurchlasses aufgrund der Glaseigenschaften	
kurzwelliger Strahlungsaustausch im Raum			
Gesamte Einstrahlung der Fenster geht als Fremdwärme in die Bilanz ein		Absorptionskoeffizienten der Innenoberflächen werden berücksichtigt	
Wandmodell			
eindimensional statische Wärmeleitung auf Fassadenaußenflächen bezogen		eindimensional dynamische Wärmeleitung auf Innenflächen bezogen	
Wärmeübergang Umgebung/Wandaußenflächen			
Berücksichtigung von kurzwelliger Einstrahlung, langwelligem Strahlungsaustausch, wetterabhängigen konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten		Berücksichtigung von kurzwelliger Einstrahlung und festen konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten	
Lüftungsmodell			
Feste Luftwechselzahl vorgegeben		Feste Luftwechselzahl vorgegeben	
Klimadaten			
Windrichtung Windgeschwindigkeit Lufttemperatur Direkte Sonnenstrahlung Diffuse Himmelsstrahlung Langwellige Ausstrahlung Atmosphärische langwellige Gegenstrahlung		Lufttemperatur Direkte Sonnenstrahlung Diffuse Himmelsstrahlung Luftfeuchte	
interne Wärmequellen			
Konstante Dauerleistung über das gesamte Jahr		Berücksichtigung von Tagesgangprofilen für Personen, elektrischen Geräten, Kochen und Lichtquellen	
Heizsystem			
ideale trägheitslose Warmluftheizung		ideale trägheitslose Warmluftheizung	

Tabelle 4-2: Gegenüberstellung der Simulationsmodelle PRAXOGES und TRNSYS

Weiterhin wurde in Rahmen einer Diplomarbeit [89] die Abhängigkeit des Gebäudeheizwärmebedarfs von den wärmephysikalischen Eigenschaften der Gebäudehülle und des Nutzerverhaltens überprüft. Ein typischer Plattenbau in Moskau diente als Untersuchungsobjekt. In diesem Gebäude wurden über einen langen Zeitraum Energiebedarfswerte (Warmwasser, Heizung, Strom) aufgenommen und eine Gesamtrekonstruktion des Gebäudes unter energiesparenden Gesichtspunkten durchgeführt. Für die Simulation wurde das Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES, als Programmteil von GOMBIS verwendet. Die Arbeitsfähigkeit des Programms wurde unter russischen Bedingungen nachgewiesen und im weiteren könnte PRAXOGES erfolgreich als Planungsinstrument für den Gebäudeheizwärmebedarf nach der Durchführung der Sanierungsarbeiten verwendet werden.

4.3 Energiebereitstellungsanlagen

GOMBIS betrachtet die Energiebereitstellungsanlagen als Black-Boxes, d.h. die Primärenergie wird innerhalb der Anlage mit einer bestimmten Wandlungsfunktion in die gewünschte Nutzenergie gewandelt. Diese Beschreibung der Anlagen erfolgt mittels Wirkungsgraden, Nutzungsgraden und Leistungszahlen. GOMBIS enthält eine Bibliothek mit entsprechenden, auf Herstellerangaben basierenden Daten. Transiente Vorgänge innerhalb der Maschinen und Apparate werden nicht berücksichtigt. Diese Vorgehensweise ist ausreichend genau und zielführend, da GOMBIS nicht zu Verbesserung von Einzelkomponenten, sondern zur Erstellung von Energiekonzepten unter Verwendung marktgängiger Produkte eingesetzt werden soll. Lediglich die Beschreibung der solarthermischen Anlagen erfordert ein detaillierteres Modell, weil die thermische Solaranlagen im Gegensatz zu konventionellen Anlagen nicht nach dem Leistungsbedarf sondern nach Energiemengen ausgelegt werden und ihre Dimensionierung stark von dem stündlichen Wärmebedarf abhängt. Dafür wurde PRAXOSOL entwickelt (s. Kapitel 4.4).

Wärmebereitstellungsanlage

Wärmebereitstellungsanlagen stellen Wärme durch Verbrennung eines Primärenergieträgers bereit. Der klassische Vertreter ist ein Heizkessel (Abbildung 4-6).

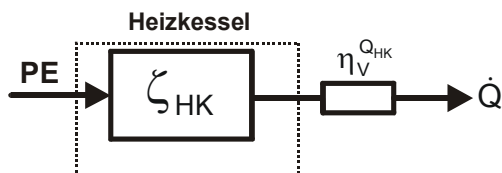


Abbildung 4-6: Energiebilanz einer Wärmebereitstellungsanlage

Die Energiebilanz einer Wärmebereitstellungsanlage im Vollastbetrieb ist :

$$\dot{Q} = \eta_V^{Q_{HK}} \cdot \zeta_{HK} \cdot PE, \quad (4-28)$$

mit $\dot{Q}$ als Nutzwärmeleistung, $\eta_V^{Q_{HK}}$ als Verteilungswirkungsgrad, ζ_{HK} als Heizzahl bzw. Leistungszahl des kessels und PE als Primärenergie.

Wärmebereitstellungsanlagen werden in GOMBIS durch die Nennwärmeleistung und den dazugehörigen Nutzungsgrad definiert.

Kraft-Wärme-Kopplung

Als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gelten alle Anlagen, die neben Wärme im Kraft-Wärme-Kopplungsprozess auch Strom bereitstellen. Dazu zählen Blockheizkraftwerke (BHKW), Gasturbinen, Brennstoffzellen und Heizkraftwerke. Bei Blockheizkraftwerken wird in der Regel bereits in der Planungsphase die Betriebsart festgelegt. Als Führungsgröße dient die Nutzenergienachfrage nach Strom (stromgeführt) oder Wärme (wärmegeführt) oder Strom und Wärme (Nulllösung). Sie decken den Leistungsbereich unterhalb von Heizkraftwerken ab. Bei BHKW mit Verbrennungsmotoren wird nicht die gesamte Wärme, die das Aggregat erzeugt, als Heizwärme benutzt. Zum einen gibt die Oberfläche des Motors über Konvektion und Strahlung einen Teil der Wärme ab, zum anderen müssen oftmals einige Komponenten auf niedrigere Temperaturen gekühlt werden, z.B. der Ladeluftkühler, so dass deren Abwärme kaum als Heizwärme genutzt werden kann. Dies wird durch einen Sammelwirkungsgrad η_s für Wärme berücksichtigt. Die Verteilungsverluste werden durch die Verteilungswirkungsgrade η_V^P und

η_V^Q im Gesamtenergiekonzept berücksichtigt (siehe Abbildung 4-11). Die Abbildung 4-7 zeigt die allgemeine Energiebilanz einer KWK-Anlage mit $\eta_{\text{BHKW}}^{\text{el}}$ als elektrischer Wirkungsgrad und η_s als Sammelwirkungsgrad für die Nutzwärme bei einem BHKW.

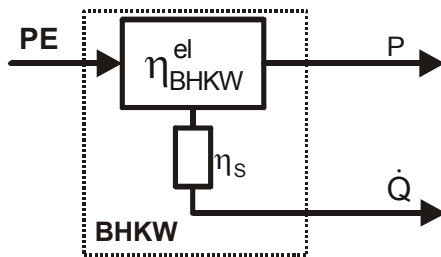


Abbildung 4-7: Energiebilanz einer KWK-Anlage

KWK-Anlagen werden durch ihren Primärenergiebedarf PE sowie elektrische und thermische Leistung (P und $\dot{Q}$) im Auslegungspunkt charakterisiert. Sind die Teillastdaten bekannt, wird in GOMBIS bei der Berechnung entsprechend der aktuellen Leistungsanforderung zwischen den Teillaststufen von der Lastuntergrenze bis zur Volllast linear interpoliert.

Kälteanlagen

Für die Kältebereitstellung stehen sowohl Kompressionskältemaschinen als auch Absorptionskältemaschinen zur Verfügung. Die Kältebereitstellung ist vor allem in Kraft-Wärme-Kälte-Konzepten durch Umwandlung der Wärme bzw. Strom in Kälte möglich, so dass aus dem Kältebedarf der entsprechende Wärmebedarf bzw. Strombedarf folgt. Die so errechnete Wärme bzw. der Strom wird dann zum bereits vorhandenen Wärme- bzw. Strombedarf hinzuaddiert.

Kompressionskältemaschine (KKM)

Die Energiebilanz für die Kompressionskältemaschine, wie in Abbildung 4-8 dargestellt ist, ist gegeben durch [37]:

$$\dot{Q}_K^{\text{KKM}} + P_{\text{zu}} = \dot{Q}_{\text{th}} = \dot{Q}_V + \dot{Q}_{\text{Rück}}^{\text{KKM}}, \quad (4-29)$$

mit $\dot{Q}_K^{\text{KKM}}$ als bereitgestellte Kälte, P_{zu} als zugeführte elektrische Leistung, $\dot{Q}_{\text{th}}$ abgeführte thermische Leistung, $\dot{Q}_V$ thermische Leistungsverlust und $\dot{Q}_{\text{Rück}}^{\text{KKM}}$ als Rückgewinnung der thermischen Leistung.

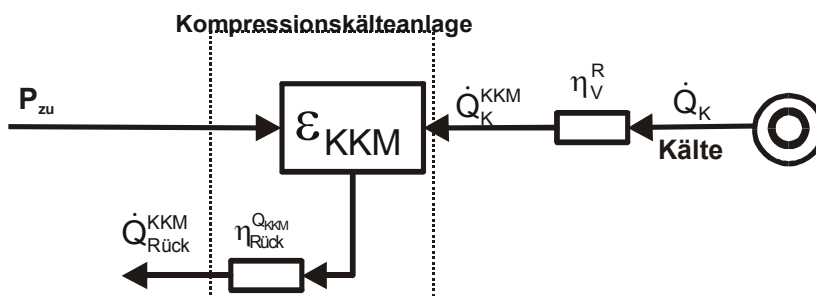


Abbildung 4-8: Energiebilanz einer Kompressionskältemaschine

Durch Wärmeverluste des Verdichters geht nicht die gesamte zugeführte elektrische Leistung in $\dot{Q}_{\text{th}}$ (auch Verflüssigerleistung genannt) ein, sondern nur ein um den Faktor a (<1) verringerter Wert, so dass sich

$$\dot{Q}_K^{KKM} + a \cdot P_{zu} = \dot{Q}_{th}, \quad (4-30)$$

ergibt. Der Faktor a ist von Verdichterbauart, Betriebstemperaturen und Wärmedämmung der Anlagenbauteile abhängig. Bei überschlägigen Berechnungen kann für a nach [37] eingesetzt werden: für den verlustlosen (Idealfall) 1,0, bezogen auf mechanische Wellenleistung des Verdichters und bezogen auf die elektr. Leistungsaufnahme P_{el} eines hermetischen Verdichters (Motorkühlung durch Kältemittelkreislauf) 0,9 und 0,8 bezogen auf die elektr. Leistungsaufnahme P_{el} eines offenen Verdichters (Motorkühlung getrennt vom Kältemittelkreislauf).

Die Kälteleistungszahl der Kompressions-Kältemaschine ist definiert als

$$\varepsilon_{KKM} = \frac{\dot{Q}_K^{KKM}}{P_{zu}}. \quad (4-31)$$

Wenn gleichzeitig Kälte und Wärme genutzt werden können, ergibt sich die Leistungszahl

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_K^{KKM} + \dot{Q}_{Rück}^{KKM}}{P_{zu}}. \quad (4-32)$$

Die maximale Wärmeabgabe einer Kältemaschine unter Berücksichtigung des Verlustfaktors a ist:

$$\dot{Q}_{ab,Max}^{KKM} = \dot{Q}_K^{KKM} \cdot \left(1 + \frac{a}{\varepsilon_{KKM}} \right). \quad (4-33)$$

Bezogen auf die Leistungsaufnahme des Verdichters ist die maximale Wärmeabgabe

$$\dot{Q}_{ab,Max}^{KKM} = P_{zu} \cdot (a + \varepsilon_{KKM}). \quad (4-34)$$

Das Temperaturniveau bei der Kondensation des verdichteten Kältemittels liegt meist im Bereich von 35 - 42 °C. Die bei der Kondensation entstehende Wärme kann eventuell genutzt werden, z.B. zur Kaltwasservorwärmung. Der zugehörige Wirkungsgrad der Wärmerückgewinnung $\eta_{Rück}^{Q_{KKM}}$ beschreibt die jeweils ausgekoppelte Wärmeleistung.

$$\dot{Q}_{Rück}^{KKM} = \eta_{Rück}^{Q_{KKM}} \cdot P_{zu} \cdot (a + \varepsilon_{KKM}). \quad (4-35)$$

Auf Grundlage des aktuellen stündlichen Kältebedarfs $\dot{Q}_K$ wird mit

$$\dot{Q}_K^{KKM} = \dot{Q}_K / \eta_V^R \quad (4-36)$$

$\dot{Q}_K^{KKM}$, und dann nach (4-30) bzw. (4-31) die erforderliche elektrische Leistung P_{erf} errechnet und zum bereits vorhandenen Strombedarf addiert. Wenn Wärmerückgewinnung $\dot{Q}_{Rück}^{KKM}$ möglich ist, wird sie unter Berücksichtigung eines Wärmerückgewinnungswirkungsgrades bestimmt und vom aktuellen Gesamtwärmebedarf abgezogen.

Absorptionskältemaschine (AKM)

Die Energiebilanz einer Absorptionskältemaschine ist nach [37] :

$$\dot{Q}_K^{AKM} + \dot{Q}_H + P_{LP} = \dot{Q}_{Rück}^{AKM} + \dot{Q}_V, \quad (4-37)$$

mit: $\dot{Q}_K^{AKM}$ als Kälteleistung, $\dot{Q}_H$ Wärmezufuhr im Austreiber, P_{LP} Antriebsleistung der Lösemittelpumpe, $\dot{Q}_{Rück}^{AKM}$ mögliche Wärmerückgewinnung und $\dot{Q}_V$ als Wärmeverluste.

Da die Antriebsleistung der Pumpe P_{LP} im Vergleich mit der Heizleistung $\dot{Q}_H$ gering ist und die Verluste bei Heizleistungen $> 500 \text{ kW}$ vernachlässigt werden können, vereinfacht sich die Energiebilanz, wie in Abbildung 4-9 gezeigt ist.

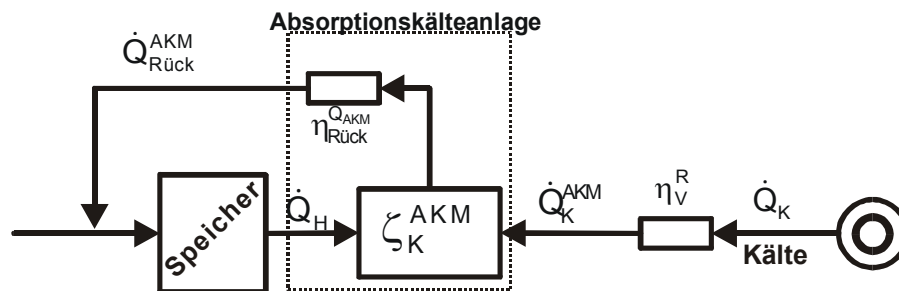


Abbildung 4-9: Energiebilanz einer Absorptionskältemaschine

Das Äquivalent zur Leistungszahl bei Kompressionskältemaschinen ist bei Absorptionskältemaschinen das Wärmeverhältnis

$$\zeta_K^{AKM} = \frac{\dot{Q}_K^{AKM}}{\dot{Q}_H}. \quad (4-38)$$

Wie beim Kompressionsprozess kann auch beim Absorptionsprozess zusätzlich zur Kälte auch die Wärmeabgabe sinnvoll genutzt werden. Die maximale Wärmeabgabe bei der Absorptionskältemaschine bezogen auf $\dot{Q}_H$ ist

$$\dot{Q}_{ab,Max}^{AKM} = \dot{Q}_H \cdot (1 + \zeta_K^{AKM}). \quad (4-39)$$

Unter Berücksichtigung eines Wärmerückgewinnungswirkungsgrades $\eta_{Rück}^{Q_{AKM}}$ wird die Wärmerückgewinnung wie folgt bestimmt:

$$\dot{Q}_{Rück}^{AKM} = \eta_{Rück}^{Q_{AKM}} \cdot \dot{Q}_H \cdot (1 + \zeta_K^{AKM}). \quad (4-40)$$

Wie bei der KKM werden unter Berücksichtigung eines Wärmerückgewinnungswirkungsgrades die mögliche Wärmerückgewinnung bestimmt und vom aktuellen Gesamtwärmebedarf abgezogen. Auf Grundlage des Kältebedarfs der aktuellen Stunde $\dot{Q}_K$ und Wirkungsgrad des Verteilernetzes η_V^R wird die erforderliche Heizleistung $\dot{Q}_H$ errechnet und zum bereits vorhandenen Wärmebedarf addiert.

Kälteanlagen werden in GOMBIS durch die zugeführte Leistung, die Kälteleistung und eine Leistungszahl beschrieben. Von diesen drei Werten müssen mindestens zwei eingegeben werden. Zusätzlich können Verluste (Verlustfaktor a) und Wärmerückgewinnung sowie das Teillastverhalten berücksichtigt werden.

Photovoltaikanlagen

Das Verhältnis der von dem Solargenerator abgegebenen Leistung P_{ges} zur einfallenden Solareinstrahlung auf die geneigte Ebene $\dot{G}_{G,g}$ wird als Wirkungsgrad η_{PV} einer Photovoltaikanlage bezeichnet. Vereinfacht lässt sich der Wirkungsgrad darstellen als:

$$\eta_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{ges}}}{\dot{G}_{G,g}}. \quad (4-41)$$

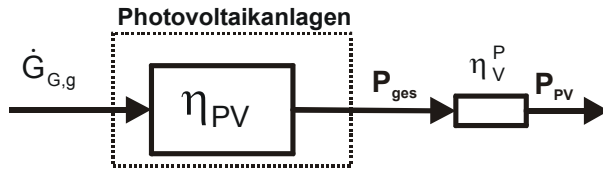


Abbildung 4-10: Energiebilanz einer Photovoltaikanlage

Strom und abgegebene Leistung der Solarzelle nehmen proportional mit der Solarintensität zu. Die Spannung wird dagegen nur schwach beeinflusst. Deshalb können Solarzellen trotz geringer Solarintensität praktisch ihre volle Betriebsspannung erreichen. Mit zunehmender Betriebstemperatur nehmen jedoch Spannung und Leistung ab. Da die Peakleistung P_{Peak} bei 1000 W/m^2 und 25°C gemessen und von Herstellern angegeben wird, wird die Strahlungs- und Temperaturabhängigkeit der Solarzellen proportional zu Strahlungs- und Temperaturänderung bestimmt. Die Reduzierung der Leistung durch Solareinstrahlungs- und Temperaturschwankung werden durch die Korrekturfaktoren k_1 und k_2 berücksichtigt.

Die Temperaturabhängigkeit der Leistung wird in zwei Bereichen $T_U \geq 25^\circ\text{C}$ und $T_U < 25^\circ\text{C}$ als linear angenommen und empirisch bestimmt. Dadurch wird die Nennleistung P_{Nenn}

$$P_{\text{Nenn}} = P_{\text{Peak}} \cdot k_1 \cdot k_2 = P_{\text{Peak}} \cdot \frac{\dot{G}_{G,g} \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot (1 - ((a_1 \cdot T_U + a_2) - 25) \cdot 0,0045), \quad (4-42)$$

$$\begin{aligned} \text{für } T_U < 25^\circ\text{C} \quad a_1 &= 0,8 \text{ 1/K} \quad \text{und} \quad a_2 = 5 \\ T_U \geq 25^\circ\text{C} \quad a_1 &= 7 \text{ 1/K} \quad \text{und} \quad a_2 = -150. \end{aligned}$$

Berücksichtigt man den Verschmutzungsgrad $\eta_{\text{verschmutz}}$, Verschattungsgrad $\eta_{\text{verschatt}}$ und die Leistungsminderung durch Wechselrichter η_{Wechsel} bzw. Akkumulator η_{Akku} , sieht P_{ges} wie folgt aus:

$$P_{\text{ges}} = P_{\text{Nenn}} \cdot \eta_{\text{verschatt}} \cdot \eta_{\text{verschmutz}} \cdot \eta_{\text{Akku}} \cdot \eta_{\text{Wechsel}}, \quad (4-43)$$

und

$$\eta_{\text{PV}} = k_1 \cdot k_2 \cdot \eta_{\text{verschatt}} \cdot \eta_{\text{verschmutz}} \cdot \eta_{\text{Akku}} \cdot \eta_{\text{Wechsel}}. \quad (4-44)$$

Eine weitere Leistungsreduzierung wird durch Stromtransport verursacht. Der Widerstand des Kabels nimmt zu, je länger das Kabel und je kleiner der Kabelquerschnitt ist. Vereinfacht ist der Gesamtwiderstand des Kabels R_{Kabel} :

$$R_{\text{Kabel}} = 2 \cdot l_K \cdot \rho_R, \quad (4-45)$$

mit l_K als einfache Kabellänge und ρ_R als spezifischem Widerstand des Kabels.

Dadurch reduziert sich die Gesamtleistung um η_V^P :

$$\eta_V^P = \frac{P_{PV}}{P_{ges}} = 1 - \frac{P_{V,Kabel}}{P_{ges}} = 1 - \frac{(I_n \cdot k_l)^2 \cdot R_{Kabel}}{P_{ges}} \quad (4-46)$$

mit Nennstrom I_n und Leistungsreduzierung durch Kabel $P_{V,Kabel}$.

GOMBIS enthält eine Bibliothek gängiger PV-Module, die durch P_{Peak} , Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom und Modulfläche beschrieben werden. Die Definition eigener Module ist möglich. Die Beschreibung der gesamten PV-Anlage erfolgt durch Angabe der Anzahl der Module, Neigung und Ausrichtung sowie des Bereitengrades. Jeder Teilwirkungsgrad kann einzeln definiert werden.

In der folgenden Abbildung wird beispielhaft die Zusammensetzung einer kompletten Energieversorgung in GOMBIS, ohne die Energieverluste einzelner Anlagen, dargestellt.

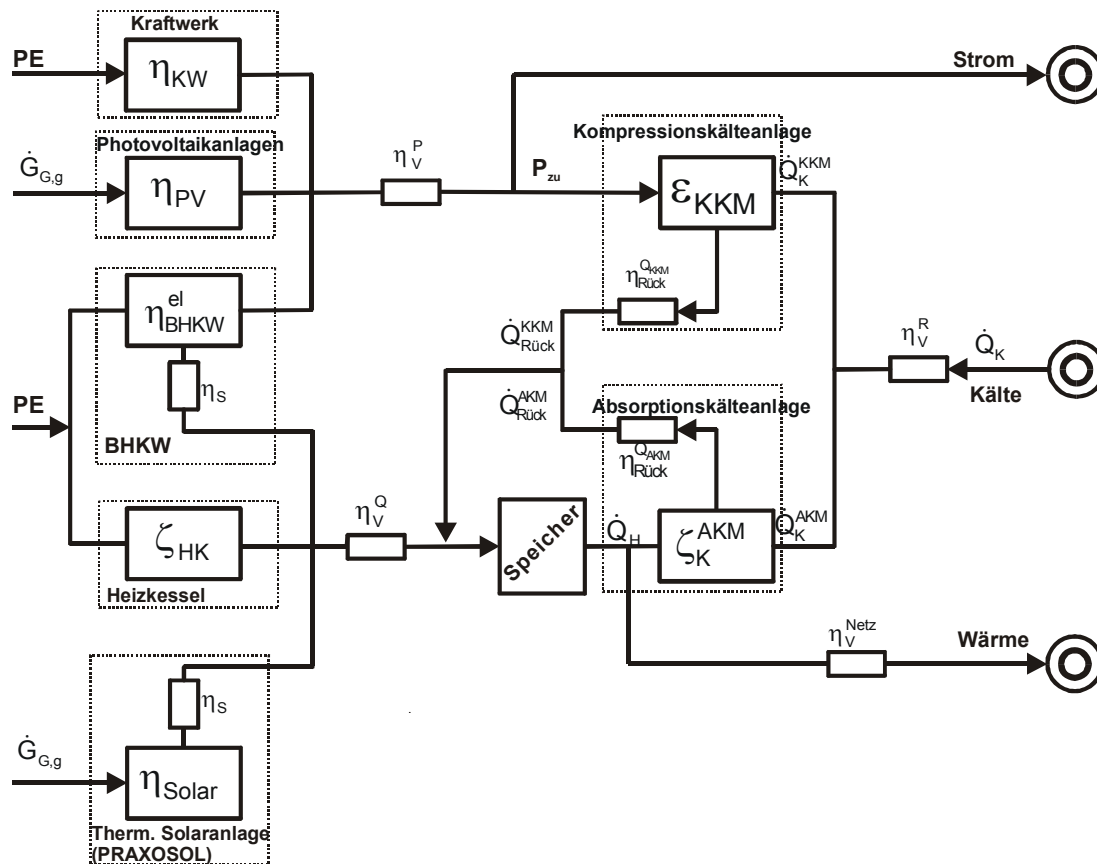


Abbildung 4-11: Gesamtdarstellung einer kompletten Energieversorgung in GOMBIS

4.3.1 Praktischer Einsatz von GOMBIS bei Planungsaufgaben

Bisher wurde das Programmpaket GOMBIS, PRAXOGES und PRAXOSOL für die Betriebsanalyse und Wirtschaftlichkeitsuntersuchung eines Kraft-Wärme-Kälteverbundes [90, 91] und komplexe Planungsaufgaben wie die energetische Sanierung von Plattenbauten in Moskau [89] verwendet. Insbesondere das letzte Projekt wurde durch praktische Messungen an den Objekten begleitet und führte zur praktischen Umsetzung des mit dem Programmpaket entwickelten Energiekonzeptes.

4.3.2 Arbeitsablauf in GOMBIS

Die Arbeit mit GOMBIS kann in fünf Schritte gegliedert werden.

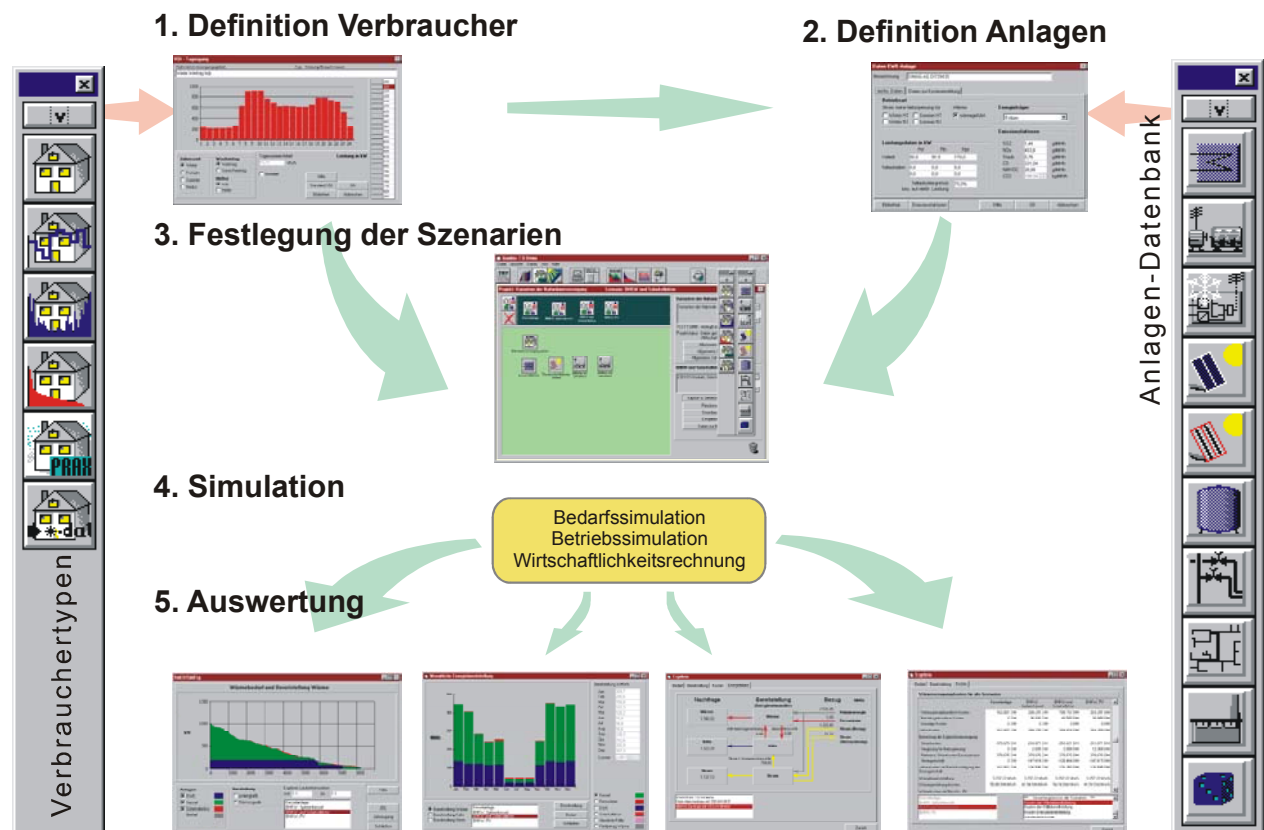


Abbildung 4-12: Arbeitsablauf in GOMBIS

Ausgehend von Energiebedarfsdaten eines oder mehrerer zu versorgender Objekte ermittelt GOMBIS für eine bestimmte vorgegebene Energiebereitstellungskonfiguration, wie z.B. für eine BHKW-/Spitzenkesselanlage oder für die Kombination Kessel und Solarkollektor die Energiebilanz und berechnet deren Wirtschaftlichkeit.

Im ersten Arbeitsschritt werden die Energiebedarfsdaten für die in Frage kommenden Verbraucher erfasst. Die Energienachfrage kann mit den verfügbaren Verbrauchertypen und der Datenlage entsprechend abgebildet werden.

Als zweiter Arbeitsschritt folgt die Festlegung aller Energieumwandlungsanlagen (Kessel, BHKW, Kompressionskältemaschine, solarthermische Anlage, Photovoltaik) und sonstigen Anlagenkomponenten, die in den Versorgungsvarianten zur Deckung des Energiebedarfes eingesetzt werden. Für alle Anlagen sind in GOMBIS Datenbanken der auf dem Markt verfügbaren Produkte (mit den erforderlichen Kennwerten, einschließlich Preisen) hinterlegt.

Mit dem dritten Arbeitsschritt werden Versorgungsszenarien entworfen. Dazu werden die in den vorangegangenen Arbeitsschritten definierten Verbraucher und Anlagen als Elemente eines „Baukastens“ benutzt, aus denen unterschiedliche Varianten der Energieversorgung zusammengestellt werden können. Die Nachfrage nach Nutzenergie wird im Szenario durch die entsprechenden Verbraucher repräsentiert, die Bereitstellung der Nutzenergie durch Energieumwandlungsanlagen und sonstige Anlagen.

Der vierte Arbeitsschritt besteht in der Simulation und der anschließenden Wirtschaftlichkeitsrechnung. GOMBIS simuliert für jedes Szenario ein fiktives Betriebsjahr, wertet die Energiebilanzen aus und ermittelt anhand vorgegebener Indikatoren die Wirtschaftlichkeit jeder Versorgungsvariante.

Für jede Stunde des Jahres

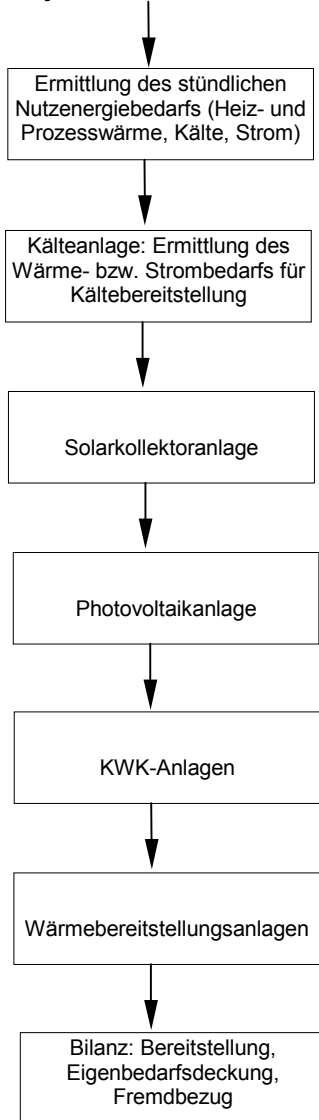


Abbildung 4-12: Berechnung der Energiebereitstellung in GOMBIS

Grundsätzlich laufen in GOMBIS Energiebereitstellungsanlagen nur dann, wenn der entsprechende Bedarf besteht. Nach Auswertung des Nutzenergiebedarfs einer bestimmten Stunde im fiktiven Betriebsjahr wird als zweiter Schritt die Bereitstellung der Nutzenergie durch die verfügbaren Anlagen, abhängig von vorgegebenen technischen Daten und Betriebsparametern wie z.B. den Teillastdaten, ermittelt.

Die Energiebereitstellungsanlagen werden immer in der gleichen Reihenfolge abgearbeitet:

Kältebereitstellung: Falls Kältebedarf vorliegt und die entsprechenden Kältebereitstellungsanlagen definiert sind, wird zuerst der Kältebereitstellungsprozess simuliert. Je nach Kälteprozess (Kompressionskälte, Absorptionskälte) wird der Strom- bzw. Wärmebedarf für die Kältebereitstellung errechnet. Das Ergebnis wird dem vorhandenen Strom- und Wärmebedarf hinzuaddiert.

Solarkollektor, PV: Der Ertrag aus der Bereitstellung erneuerbarer Energie wird entsprechend der Einstrahlung bestimmt. Der Ertrag der Solarkollektoranlage wird vom Gesamtwärmebedarf abgezogen. Die Bilanzierung des Stromertrags der PV-Anlage hängt von der Einstellung und der Betriebsweise der PV-Anlage ab. Ist die Betriebsweise auf Netzspeisung eingestellt, erfolgt keine Eigenbedarfsdeckung.

KWK-Anlage: Falls Strombedarf vorliegt, wird er soweit wie möglich durch die Eigenerzeugung gedeckt. Die Einstellung der Betriebsweise bestimmt, ob überschüssiger Strom erzeugt wird. Der verbleibende Strombedarf muss aus dem Netz bezogen werden. Der verbleibende Wärmebedarf wird, falls das Szenario die entsprechenden Anlagen enthält, durch

Wärmebereitstellungsanlagen (Kessel oder Fernwärmeanschluss) gedeckt. Kann auf Grund vorgegebener Leistungsdaten und Betriebsweise (Teillastuntergrenze) der Wärmebedarf nicht gedeckt werden, wird dieser verbleibende Betrag als nicht gedeckter Wärmebedarf bilanziert und gesondert ausgewiesen.

Ergebnis der Betriebssimulation ist die *Bereitstellungsbilanz* aller Energieumwandler, gegebenenfalls die Unterdeckung des Wärme- und Kältebedarfs sowie der verbleibende Strombezug aus dem Netz.

4.4 Grundprinzipien von PRAXOSOL

Eine thermische Solaranlage besteht aus den Komponenten Kollektor, Rohrleitungen und Pumpen, Regelung, Wärmeübertrager und Wärmespeicher. Die einfallende Strahlung wird im Kollektor in thermische Energie umgewandelt und an das Wärmeträgermedium übertragen. Im Normalfall treten Strahlungsangebot und Wärmebedarf nicht zeitgleich auf, so dass die Wärme in einem Speicher zwischengespeichert wird. Der obere Speicherbereich dient als Bereitschaftsteil, der bei Bedarf konventionell nachgeheizt wird und so Versorgungssicherheit gewährleistet.

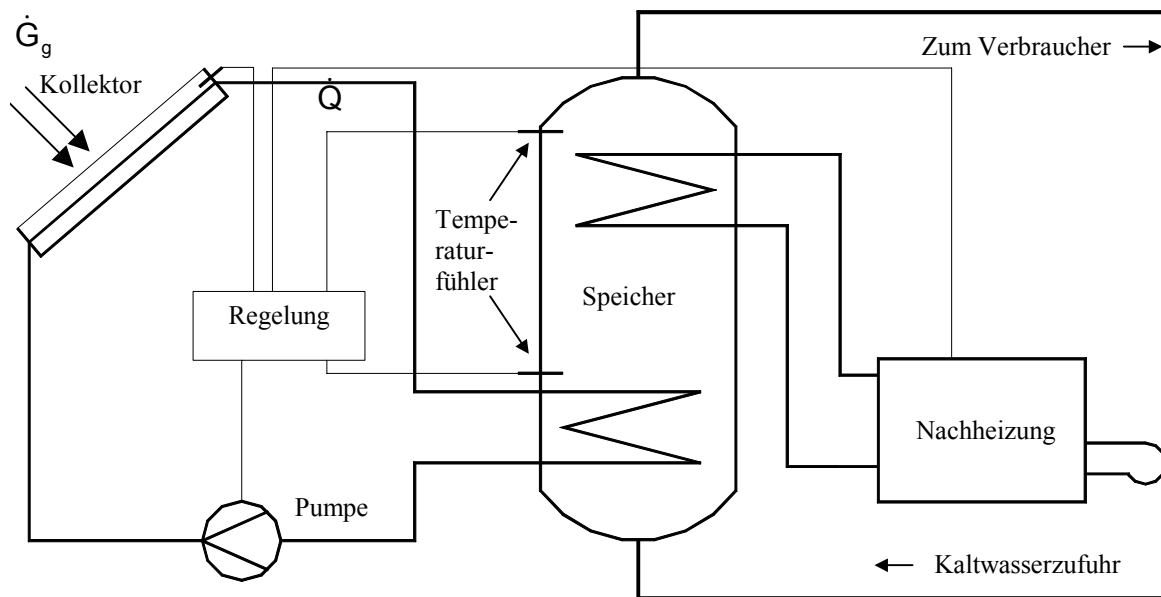


Abbildung 4-13: Schematische Darstellung einer thermischen Solaranlage mit Nachheizung

4.4.1 Modellaufbau

Im Kollektor wird die auftreffende Strahlung $\dot{G}_{G,g}$ in thermischen Energie umgewandelt. Die Güte eines Kollektors hängt im wesentlichen von den Kenngrößen Absorptionskoeffizient, Emissionskoeffizient, Transmissionskoeffizient und Wärmeübergangskoeffizient ab. Neben diesen Größen hängt der Kollektorstufigwirkungsgrad auf Grund der temperaturabhängigen Wärmeverluste von der Betriebstemperatur ab. Die Berechnung von Kollektoren erfolgt anhand der Wirkungsgradbestimmung nach DIN V 4757, Teil 4 [92]:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_0 \cdot (T_m - T_U) + a_1 \cdot (T_m - T_U)^2}{\dot{G}_{G,g}}, \quad (4-47)$$

mit

$$T_m = \frac{1}{2} (T_e + T_a). \quad (4-48)$$

Die am Kollektor auftretenden Verluste sind abhängig vom angestrebten Temperaturniveau. Entspricht die mittlere Kollektortemperatur der Umgebungstemperatur, sind die thermischen Verluste gleich null. Der Wirkungsgrad wird in diesem Fall allein durch den Konversionsfaktor η_0 beschrieben, der die optischen Verluste berücksichtigt (optischer Wirkungsgrad). Die optischen Eigenschaften eines Kollektors sind im Konversionsfaktor zusammengefasst. Der zweite Term in der Gleichung beschreibt die thermischen Verluste. Sie steigen mit zunehmender mittlerer Temperatur T_m des Kollektors. Die Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_N$ des Kollektors berechnet sich nach folgenden Gleichungen :

$$\dot{Q}_N = \eta \cdot \dot{G}_{G,g} \cdot A_e, \quad (4-49)$$

und

$$\dot{Q}_N = \dot{m} \int c(T) dT \cong \dot{m} \cdot c(T_m) \cdot (T_a - T_e). \quad (4-50)$$

Die Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche $\dot{G}_{G,g}$ wird aus der Umrechnung der Wetterdaten übernommen. Die Wärmeübergangsfaktoren a_1 , a_2 , der Konversionsfaktor η_0 und der Winkelkorrekturfaktor K unterschiedlicher Kollektoren sind in einer Kollektordatenbank, die Kollektorkennwerte nach Herstellerangaben enthält, zusammengefasst. Die Definition zusätzlicher Kollektoren anhand der o.g. Kennwerte ist möglich. Die Umgebungstemperatur T_U entstammt ebenfalls dem verwendeten meteorologischen Datensatz. Die mittlere Fluidtemperatur folgt aus (4-48). Die dazu benötigte Kollektoreintrittstemperatur T_e wird von der Rohrleitungsberechnung übergeben (s. Wärmeverluste in den Rohrleitungen).

Durch Gleichsetzen der (4-49) und (4-50) und Einsetzen der nach Kollektoraustrittstemperatur T_a aufgelösten (4-48) ergibt sich für die mittlere Temperatur :

$$T_m = T_e + \frac{\eta \cdot \dot{G} \cdot A_e}{2 \cdot c \cdot \dot{m}}. \quad (4-51)$$

(4-51) wird nun in (4-47) eingesetzt und diese in eine quadratische Gleichung der normierten Form umgeformt. Die Lösung der quadratischen Gleichung liefert den Kollektorwirkungsgrad η .

$$\eta = -\frac{c \cdot \dot{m}}{a_1 \cdot \dot{G}_{G,g} \cdot A_e} \cdot \left[2a_1 \cdot (T_e - T_U) + \frac{2 \cdot c \cdot \dot{m}}{A_e} + a_0 \right] + \left(\frac{c \cdot \dot{m}}{a_1 \cdot \dot{G}_{G,g} \cdot A_e} \cdot \left[2a_1 \cdot (T_e - T_U) + \frac{2 \cdot c \cdot \dot{m}}{A_e} + a_0 \right] \right)^2 - \left(\frac{4c^2 \cdot \dot{m}^2}{a_1 \cdot \dot{G}_{G,g}^2 \cdot A_e^2} \cdot \left[2a_0 \cdot (T_e - T_U) + a_1 \cdot (T_e - T_U)^2 - \eta_0 \cdot \dot{G}_{G,g} \right] \right)^{1/2}. \quad (4-52)$$

Mit dem in (4-52) bestimmten Kollektorwirkungsgrad kann nun die Nutzwärmeleistung bestimmt werden. Das Auflösen von (4-50) nach T_a liefert die Kollektoraustrittstemperatur. Nach DIN V 4757 - 4 [93] erfolgt die Ermittlung des Winkelkorrekturfaktors K in 5° Schritten. Dieser geht in die allgemeine Gleichung zur Bestimmung des Wirkungsgrads ein.

Wärmeverluste in den Rohrleitungen

Bei durchströmten Rohrleitungen erfolgt längs der Strömungsrichtung eine Temperaturänderung. Mit der Annahme einer mittleren spezifischen Wärmekapazität c_m ergibt sich für den Wärmeverlust $\dot{Q}_V$:

$$\dot{Q}_V = \dot{m} \cdot c_m \cdot (T_e - T_a). \quad (4-53)$$

Die Temperatur am Rohrleitungsaustritt hängt von der Dichte des Mediums, dem Massenstrom, der spezifischen Wärmekapazität und dem k-Wert der Rohrleitung ab. Sie berechnet sich wie folgt [94]:

$$T_a = |T_e - T_U| \cdot e^{-\varepsilon} + T_U, \quad (4-54)$$

$$\varepsilon = \frac{k_R}{\dot{m} c_m}. \quad (4-55)$$

In PRAXOSOL wird für T_U zwischen innen- und außenverlegten Rohren unterschieden. Für innenverlegte Rohre wird $T_U = 15^\circ\text{C}$ gesetzt. Für außenverlegte Rohre entspricht T_U der Umgebungstemperatur aus den Wetterdaten.

Der k-Wert der Rohrleitung errechnet sich nach folgender Gleichung :

$$\frac{1}{k_R} = R_R = \left(\frac{1}{\alpha_i d_i} + \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_a}{d_i} + \frac{1}{\alpha_a d_a} \right) \cdot \frac{1}{\pi} \quad (4-56)$$

Der sehr geringe innere Wärmeübergangswiderstand kann vernachlässigt werden. Der äußere Wärmeübergangskoeffizient errechnet sich nach [94] für vertikal verlaufende Rohrleitungen :

$$\alpha_a = B + 0,09 \Delta T_a \quad (4-57)$$

Der Wert B ist eine von der Oberfläche der Isolation abhängige materialspezifische Größe. Bei der Temperaturdifferenz ΔT_a handelt es sich um die Temperaturdifferenz zwischen Umgebungsluft und Oberfläche der Isolation. Sie wird in der Regel abgeschätzt und nach der Rechnung gegebenenfalls iterativ korrigiert. Anhaltswerte für B werden in der VDI 2055 [94] angegeben.

Wärmeübertrager

In den meisten Klimaregionen müssen für die kalte Jahreszeit Frostschutzvorkehrungen getroffen werden. In der Regel wird dem Wärmetransportmedium Wasser ein Frostschutzmittel zugesetzt. Daher werden zwischen Nutzerkreis und Solarkreis Wärmeübertrager geschaltet. Gegenstromwärmeübertrager ermöglichen im Vergleich zu Gleich- und Kreuzstromwärmeübertrager einen besseren Wärmeübertrag und finden in der Praxis die häufigste Anwendung. Die Wärmeübertragung hängt von Massenstrom $\dot{m}_R$, Übertragungsfaktor Φ und Temperaturgradient $(T_R - T_{Sp})$ ab, und sie wird nach folgender Gleichung berechnet :

$$\dot{Q}_{WT} = \Phi \cdot \dot{m}_R \cdot c_R \cdot (T_R - T_{Sp}), \quad (4-58)$$

mit

$$\Phi = \frac{1 - e^{-\kappa(1-\tau)}}{1 - \tau e^{-\kappa(1-\tau)}} \quad \text{Übertragungsfaktor, Wärmewirkungsgrad,} \quad (4-59)$$

$$\kappa = \frac{kA}{\dot{m}_R c} \quad \text{Leistungskennzahl,} \quad (4-60)$$

$$\tau = \frac{\dot{m}_R c_R}{\dot{m}_{Sp} c_{Sp}} \quad \text{Wärmestromverhältnis bzw. Wärmewertverhältnis.} \quad (4-61)$$

Diese Berechnungen sind in Anlehnung an die VDI 2076 [95] und Meliö [96] durchgeführt worden.

Wärmespeicher

Die häufigste Verwendung des Wärmespeichers im Bereich der thermischen Solarenergienutzung finden sensible Wärmespeicher. Als Speichermedium wird in der Regel Wasser verwendet. Der Wärmespeicher besteht aus Stahl oder Kunststoffen und ist wärmeisoliert. Das Speichervermögen eines solchen Speichers berechnet sich wie folgt:

$$Q_{Sp} = m_{Sp} \cdot c_W \cdot (T_a - T_e) \quad (4-62)$$

Ausgehend von einem ideal durchmischten Wärmespeicher ohne Temperaturschichtung ergibt sich folgende Gleichung für die Leistungsbilanz :

$$m_{Sp} c_W \frac{dT_{Sp}}{dt} = \dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{KW} + \dot{Q}_{NH} - \dot{Q}_L - \dot{Q}_V \quad (4-63)$$

Ein realer Wärmespeicher wird durch dieses Modell nur sehr ungenau nachgebildet. Im Ruhezustand wird sich in der Realität eine Temperaturschichtung im Wärmespeicher einstellen, bei der sich Wasser unterschiedlicher Temperatur das seiner jeweiligen Dichte entsprechende

Temperaturniveau sucht. Somit wird sich im oberen Teil des Speichers das Wasser mit der höchsten Temperatur befinden, im unteren Bereich das kälteste. Gutierrez et al. [97] haben untersucht, inwieweit sich die Anzahl der Zonen in einem Wärmespeichermodell auf die Genauigkeit der Simulation auswirkt und festgestellt, dass das Optimum zwischen Rechenaufwand und Genauigkeit in einem Modell mit drei Temperaturzonen besteht. In dieser Arbeit wird daher ein 3-Temperaturzonenmodell verwendet. Jedes dieser drei Segmente ist ideal durchmischt und beinhaltet ein Drittel der gesamten Speichermasse. Jedes dieser drei Segmente wird einzeln bilanziert, wobei davon ausgegangen wird, dass die Wärmezufuhr durch den Wärmeübertrager sowie die Kaltwasserzufuhr im unteren Segment erfolgen. Die Lastentnahme und die gegebenenfalls bereitgestellte Nachheizung werden im oberen Segment angesetzt. Abbildung 4-14 zeigt ein Schema dieses Modells, in dem alle Wärmeflüsse angegeben sind. Demnach sehen die Bilanzen für die drei Segmente wie folgt aus:

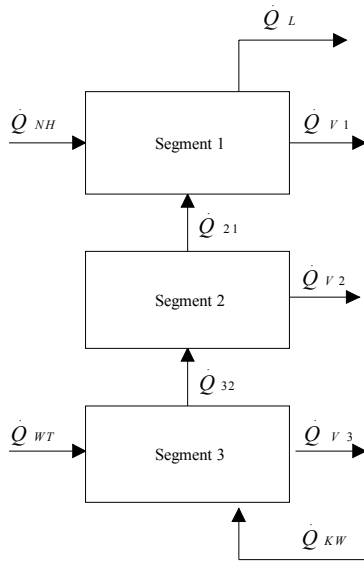


Abbildung 4-14: Wärmeströme im Speichermodell

$$\frac{dQ_{Sp1}}{dt} = \dot{Q}_{NH} + \dot{Q}_{21} - \dot{Q}_L - \dot{Q}_{V1} \quad (4-64)$$

$$\frac{dQ_{Sp2}}{dt} = \dot{Q}_{32} - \dot{Q}_{21} - \dot{Q}_{V2} \quad (4-65)$$

$$\frac{dQ_{Sp3}}{dt} = \dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{KW} - \dot{Q}_{32} - \dot{Q}_{V3} \quad (4-66)$$

Die Wärmeverluste sind von der Speicheroberfläche (A_{spi}) und dem Temperaturgradient zwischen Speicher und Umgebung ($T_{Spi} - T_U$) abhängig und berechnen sich nach folgender Gleichung:

$$\dot{Q}_{Vi} = k \cdot A_{spi} \cdot (T_{Spi} - T_U) = \frac{\lambda_{iso}}{d_{iso}} \cdot A_{spi} \cdot (T_{Spi} - T_U) \quad (4-67)$$

Der durch die Annahme einer Last bedingte Massenstrom aus dem 1. Segment entspricht den Massenströmen für das nachfließende Kaltwasser und den Wärmeströmen zwischen den einzelnen Segmenten.

$$\dot{Q}_{21} - \dot{Q}_L = \dot{m}_L \cdot (c_2 T_{Sp2} - c_1 T_{Sp1}) \quad (4-68)$$

$$\dot{Q}_{32} - \dot{Q}_{21} = \dot{m}_L \cdot (c_3 T_{Sp3} - c_2 T_{Sp2}) \quad (4-69)$$

$$\dot{Q}_{KW} - \dot{Q}_{32} = \dot{m}_L \cdot (c_{KW} T_{KW} - c_3 T_{Sp3}) \quad (4-70)$$

Der lastbedingte Massenstrom $\dot{m}_L$ errechnet sich nach (4-71).

$$\dot{m}_L = \frac{\dot{Q}_L}{(c_{Sp1} T_{Sp1} - c_{KW} T_{KW})} \quad (4-71)$$

Da der dieser Arbeit zugrundeliegende Datensatz Stundenwerte liefert, beträgt die Zeitspanne dt genau eine Stunde. Die Integration dieser Differentialgleichungen wird nach dem Eulerschen Differenzenverfahren durchgeführt. In den folgenden Gleichungen wird daher nicht mehr das Differential benutzt, sondern die Zeitspanne von einer Stunde als Differenz.

$$\frac{\Delta Q_{Sp}}{\Delta t} = \frac{m_{Sp} \cdot c_W \cdot (T_{Sp,neu} - T_{Sp,alt})}{\Delta t} = \dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{NH} - \dot{Q}_V \quad (4-72)$$

Das Auflösen von (4-72) für die einzelnen Segmente ergibt die Speichertemperaturen, die sich nach einer Stunde einstellen.

$$T_{Sp1,neu} = \frac{\dot{Q}_{NH} + \dot{Q}_{21} - \dot{Q}_{V1} - \dot{Q}_L}{M_{Sp} \cdot c_1} \cdot 3\Delta t + T_{Sp1,alt} \quad (4-73)$$

$$T_{Sp2,neu} = \frac{\dot{Q}_{32} - \dot{Q}_{21} - \dot{Q}_{V2L}}{M_{Sp} \cdot c_2} \cdot 3\Delta t + T_{Sp2,alt} \quad (4-74)$$

$$T_{Sp3,neu} = \frac{\dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{KW} - \dot{Q}_{V1} - \dot{Q}_{32}}{M_{Sp} \cdot c_3} \cdot 3\Delta t + T_{Sp3,alt} \quad (4-75)$$

Die von der Nachheizung geforderte Leistung ergibt sich aus (4-76) bzw. (4-77).

$$\dot{Q}_{NH} = \dot{Q}_{V1} + \dot{Q}_L - \dot{Q}_{21} + \frac{\Delta Q_{Sp1,soll}}{\Delta t} \quad (4-76)$$

$$\dot{Q}_{NH} = \dot{Q}_{V1} + \dot{m}_L (c_1 T_{Sp1} - c_2 T_{Sp2}) - \frac{M_{Sp}}{3} \cdot c_1 ((T_{soll} + T_{N,Haus}) - T_{Sp1}) \cdot \Delta t \quad (4-77)$$

Die Nachheizung springt nur an, wenn die Temperatur T_{Sp1} im oberen Segment unter den Sollwert fällt. Dabei wird eine Einschaltdifferenz zur eingestellten Trinkwarmwassertemperatur berücksichtigt. Die Dimensionierung der Speicher und die Berechnung der minimalen Speichergröße wird in Kapitel 6.4 beschrieben.

Regelung der Solaranlage

Zu Beginn der Rechnungen, also für die erste Jahresstunde des fiktiven Simulationsjahres, werden folgende Größen als Startwerte benötigt: Kollektoreintrittstemperatur, Speichertemperatur obere Speicherzone und Speichertemperatur untere Speicherzone.

Für die weiteren Jahresstunden werden die Temperaturen errechnet. Des weiteren müssen folgende Größen als Regelparameter eingegeben werden: Solltemperatur Warmwasser, Solltemperatur im oberen Speicherdrittel, Kaltwassertemperatur im Winter und Kaltwassertemperatur im Sommer.

Bei der Regelung der Anlage wird von einem konstanten Massenstrom im Kollektorkreis ausgegangen, den der Nutzer vorzugeben hat. Die Anlage besitzt Temperaturfühler am Kollektoraustritt und im unteren Segment des Wärmespeichers. Des weiteren ist ein

Strahlungsmessgerät an der Kollektorfläche montiert. Die Regelung -genauer die Steuerung- schaltet die kollektorseitige Pumpe an bzw. aus.

Ist die auf die geneigte Fläche auftreffende Strahlung kleiner als 100 W/m^2 , wird der Wärmespeicher mit Nachheizung und evtl. auftretendem Wärmebedarf simuliert. Es wird keine Wärme vom Wärmetauscher an den Speicher übergeben.

Ist die Einstrahlung größer als 100 W/m^2 , wird abgefragt, ob die Temperaturdifferenz zwischen Kollektorausritt und unterer Speicherzone größer als der vom Nutzer vorzugebende Einschaltwert ist (z.B. 5 - 10 K). Ist dies der Fall, wird die Anlage komplett simuliert und die Pumpe als laufend an die nächste Stunde übergeben. Die Pumpe im Kollektorkreis darf solange laufen, bis eine Ausschalt-differenz zwischen Kollektorausritt und unterer Speicherzone unterschritten wird. Das verhindert ein Entladen des Wärmespeichers.

Die Nachheizung befindet sich im oberen Speicherdrittel und schaltet sich bei einer vom Nutzer vorzugebenden Unterschreitung der Solltemperatur ein. Innerhalb einer Simulationsstunde wird der Speicher bis auf eine Übertemperatur, die ebenfalls vom Nutzer eingegeben werden muss, geladen.

In Abbildung 4-15 ist der Ablauf der Berechnung in PRAXOSOL für eine Jahresstunde dargestellt. Abbildung 4-16 zeigt die Zusammenhänge zwischen GOMBIS, PRAXOGES und PRAXOSOL.

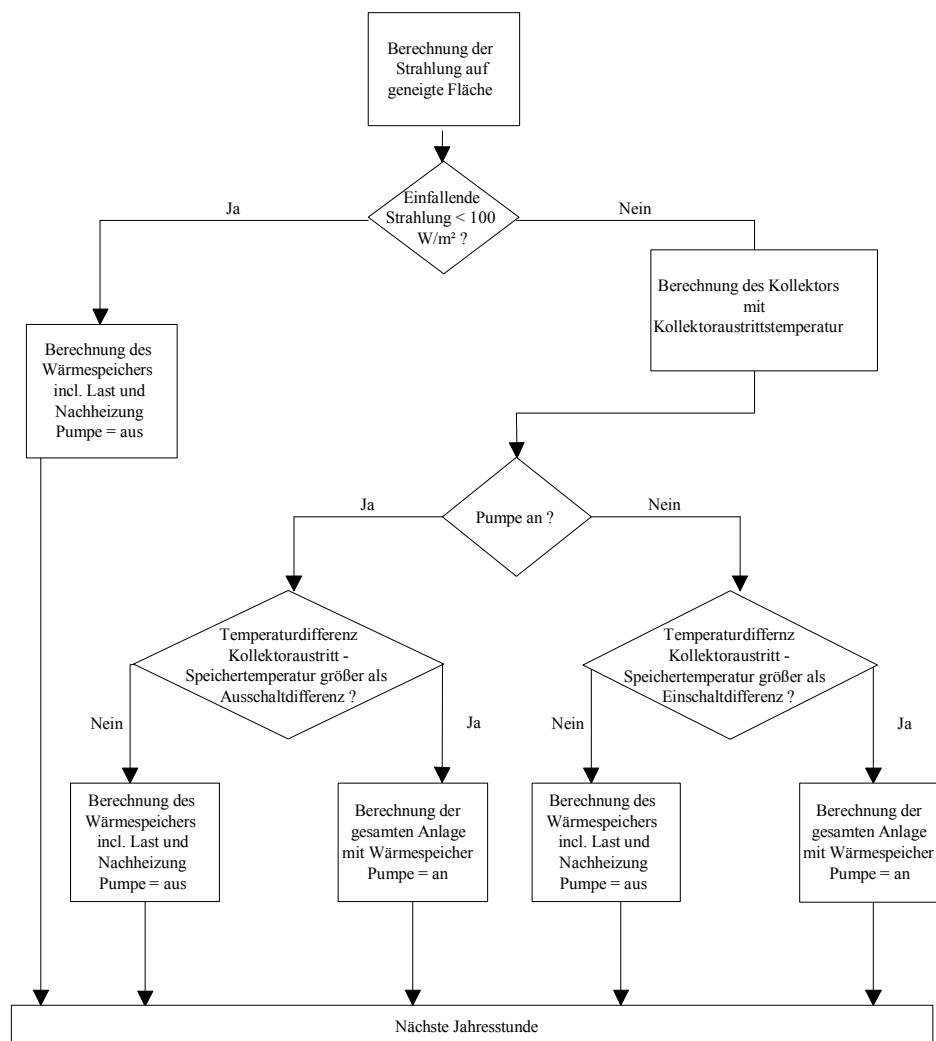


Abbildung 4-15: Ablauf der Rechnung in PRAXOSOL für eine Jahresstunde

4.4.2 PRAXOSOL-Aufbau

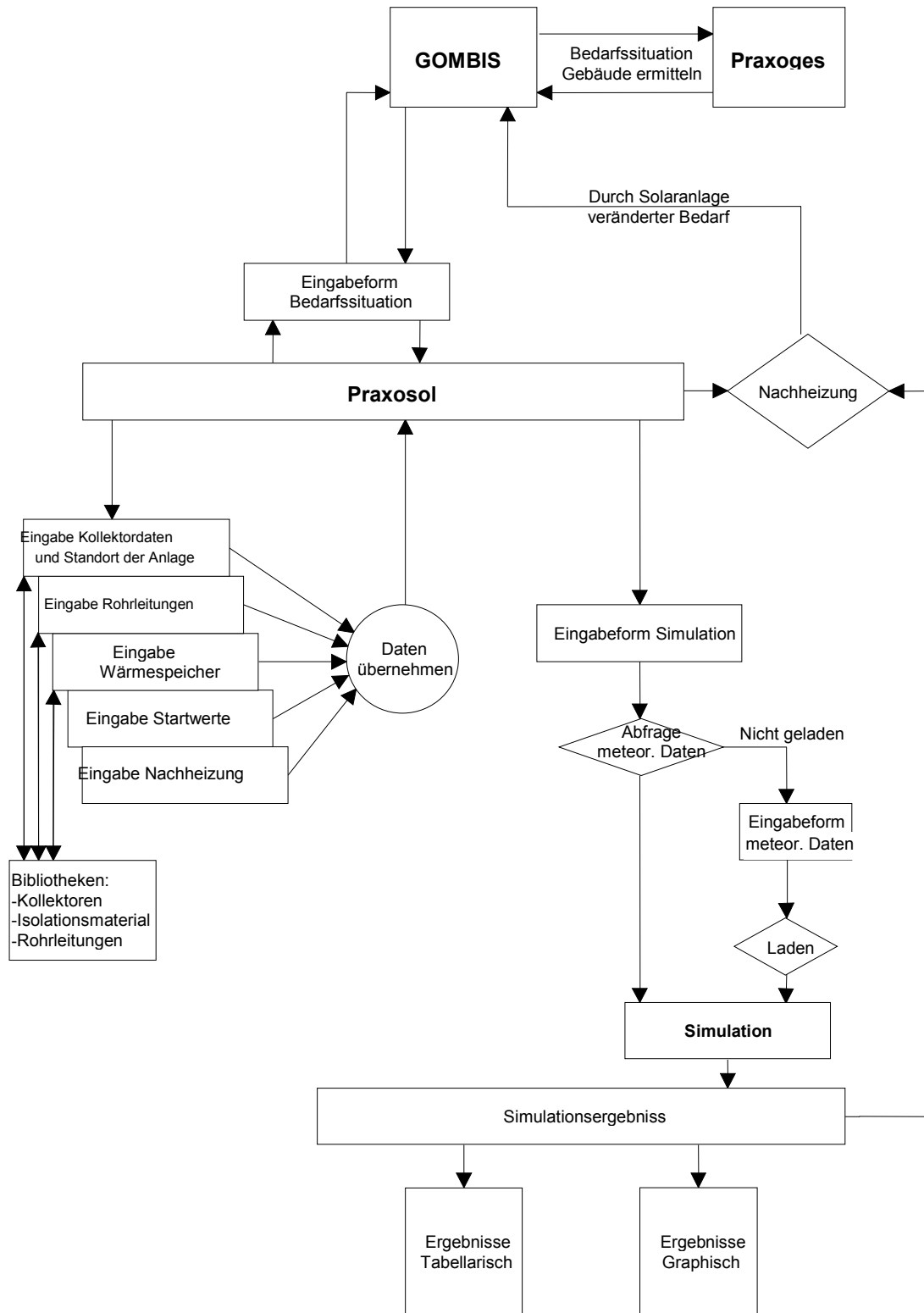


Abbildung 4-16: PRAXOSOL-Aufbau in Kombination mit Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES und GOMBIS

4.4.3 Verfügbare Systemkonfigurationen

Für die Verschaltung von Solarspeicher, Bereitschaftsspeicher und Nachheizung stehen an unterschiedliche Bedürfnisse angepasste Standardkonfigurationen zur Verfügung.

Das Programm PRAXOSOL stellt fünf verschiedene Anlagenkonfigurationen zur Auswahl. Diese verschiedenen Anlagentypen decken die meisten der zur Zeit realisierten Systeme ab. Die Konfigurationen lassen sich gemäß unterschiedlicher Zusammensetzungen des Wärmebedarfs grob in zwei Gruppen aufteilen, Anlagen zur Trinkwassererwärmung und Anlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

Die Kollektoren, die solarseitigen Rohrleitungen und der Wärmeübertrager werden bei allen fünf Anlagentypen mit den gleichen Algorithmen berechnet. Die Unterscheidungen bestehen ab der Wärmeübergabe durch den Wärmeübertrager. Im Folgenden werden die einzelnen Modelle bezüglich ihres Anwendungsgebietes und der Algorithmen vorgestellt.

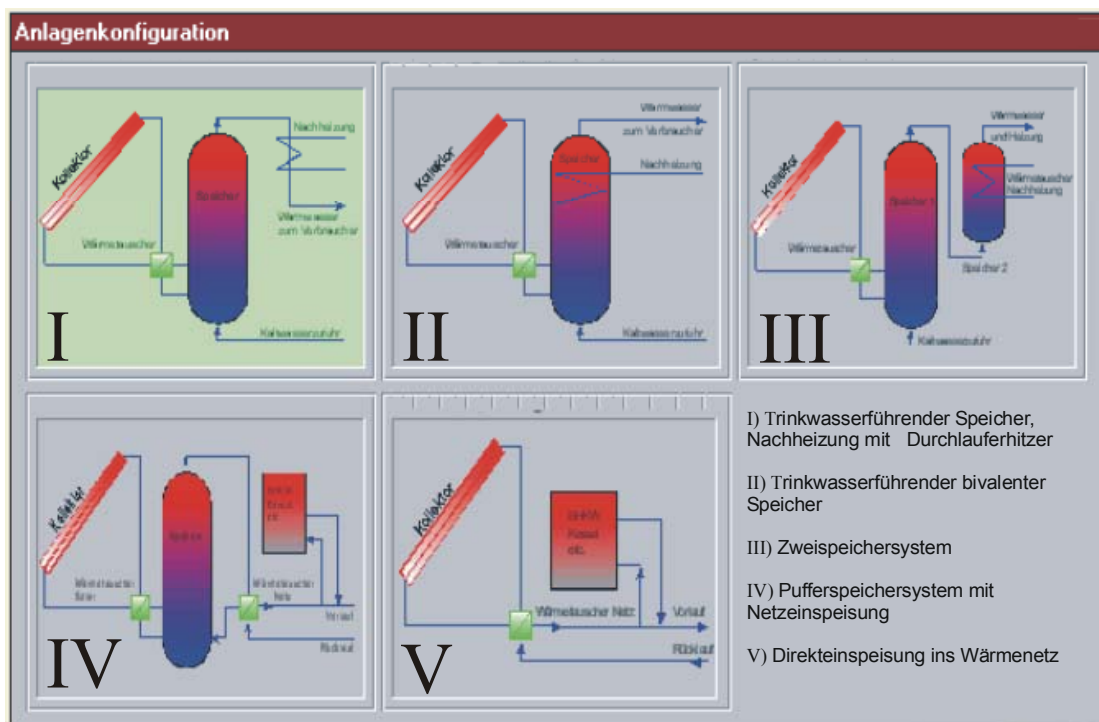


Abbildung 4-17: In PRAXOSOL verfügbare Systemschaltungen

I) Solaranlage mit trinkwasserführendem Speicher und dezentraler Nachheizung

Der in Abbildung I dargestellte Anlagentyp stellt eine der einfachsten Ausführungen thermischer Solaranlagen dar.

Der Wärmespeicher wird im unteren Drittel über den externen solaren Wärmeübertrager mit der in den Kollektoren gewonnenen thermischen Energie beschickt. Die Nachheizung des aus dem oberen Speicherdrittel entnommenen Wassers auf die Warmwassersolltemperatur erfolgt dezentral. Der Vorteil der dezentralen Nachheizung liegt in der Minimierung von Leitungs- und Speicherverlusten.

II) Solaranlage mit bivalentem trinkwasserführenden Speicher

Die Standardanlage zur Trinkwassererwärmung beinhaltet ein Nachheizungsmodul, das in das oberste Speicherdrittel integriert wird. Sie unterscheidet sich von der ersten Anlagenvariante durch die speicherintegrierte Nachheizung. Der obere Teil des Speichers dient als Bereitschaftsspeicher. Die Nachheizung ist so geregelt, dass das oberste Speichersegment zu jeder Zeit die gewünschte/eingestellte Warmwassertemperatur aufweist.

Programmintern ist für alle Speicher eine Maximaltemperaturbegrenzung von 95°C vorgegeben. Wird diese Temperatur erreicht, wird die Simulation abgebrochen. Für die weitere Berechnung gibt es drei Möglichkeiten: die Änderung der Parameter Speichergröße oder Kollektorfläche mit festen vorgegebenen Werten, Iterative Berechnung der Speichergröße mit vorgegebener Schrittweite oder keine Änderung der beiden Parameter. Zusätzlich besteht für die trinkwasserführenden Speicher die Möglichkeit, eine niedrigere Maximaltemperatur vorzugeben, um z.B. Kalkausfällungen zu vermeiden.

Die Steuerung der Solarpumpe und der Nachheizung erfolgt anhand von Temperaturen. In beiden Fällen ist eine Hysterese vorgesehen, um hohe Schaltfrequenzen zu vermeiden (s. Abbildung 4-15).

III) Zweispeichersystem

In dieser Anlagenkonfiguration sind Bereitschaftsspeicher und Solarspeicher getrennt. Die Größe des Bereitschaftsspeichers kann frei gewählt und so an den Bedarf angepasst werden. Dies vermindert die Wärmeverluste bei gleichbleibender Komfortleistung der Anlage. Die Wahl des Volumens des Solarspeichers ist in Abhängigkeit von der Kollektorflächengröße und des angestrebten solaren Deckungsanteils zu wählen. Analog zu den unter Punkt zwei aufgeführten Betrachtungen erfolgen die Nachheizung und die Pumpensteuerung ebenfalls mit Hysterese.

IV) Anlage zur Netzeinspeisung mit Pufferspeicher

System IV kann zur Trinkwarmwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden. Der wesentliche Unterschied zu den bisher behandelten Anlagentypen besteht im geforderten, wesentlich höheren Temperaturniveau. Die Eintrittstemperatur in das untere Speicherdrittel, die Kaltwassertemperatur, entspricht in der hier behandelten Anlage der Rücklauftemperatur des Wärmeverteilungsnetzes. Der Wärmespeicher wird durch die Solaranlage so lange aufgeheizt, bis das oberste Speicherdrittel eine höhere Temperatur als der Rücklauf erreicht hat. Die vorhandene thermische Energie wird an das Netz abgegeben. Der lastseitige Wärmeübertrager wird in der Berechnung stark idealisiert und als verlustfrei angenommen. Die Nachheizung entspricht dem Modell nach der in der ersten Anlagenkonfiguration verwendeten dezentralen Nachheizung.

V) Solaranlage zur Direkteinspeisung ins Wärmenetz

System V wird vor allem bei gleichbleibendem Wärmebedarf eingesetzt. Kollektorseitig wird das Wärmetransportmedium so lange im Kreis gefahren, bis das zur Erwärmung des Rücklaufs notwendige Temperaturniveau erreicht wird. Die gewonnene thermische Energie wird direkt in das Wärmenetz eingespeist.

4.5 Meteorologische Größen der Solareinstrahlung

Grundlage für eine sorgfältige Dimensionierung solarer Anlagen ist die Auswertung vorhandener Messdaten für Außentemperatur, relative Luftfeuchtigkeit, Bewölkung, Sonnenscheindauer und Strahlung. Während aus den vier ersten Klimaelementen die regionalen Klimamerkmale beschrieben werden können, liefert die Auswertung des Strahlungspotentials in Verbindung mit Verbraucherdaten Aussagen über den möglichen Solaren Deckungsanteil. Das Problem ist, dass selten regelmäßige Aufzeichnungen über die solare Einstrahlung in den Entwicklungsländern vorliegen oder, wie im Iran, nur als globale Tagessummen der Einstrahlung vorhanden sind, die in stündliche Werte generiert werden müssen.

Für die Berechnungen der Solaranlagen sowie des Wärmebedarfs nach dem Ein-Zonen-Modell werden die stündliche Werte von Außentemperatur T_u , Windgeschwindigkeit sowie direkte und diffuse Strahlung auf die Horizontale benötigt.

Die verwendeten Werte für Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und relative Feuchte entsprechen fast ausschließlich den täglichen Messwerten für das iranische Kalenderjahr 1375 (1996-1997) [98]. Fehlerhafte oder fehlende Messwerte werden mit kubischer Spline-Interpolation erzeugt.

Solareinstrahlung

Für die solare Einstrahlung stehen tägliche Messwerte der Globalstrahlung zur Verfügung [17, 98, 99]. Sie werden mit Hilfe eines Strahlungsmodells in stündliche Werte umgewandelt. Strahlungsmodelle können generell nach ihren Ansätzen, ihren Eingangsdaten und nach ihrem Umfang eingeteilt werden. So kann z.B. zwischen stochastischen Modellen (Goh et al. 1977 [100]), Aguiar et al. 1992 [101] und Zeitreihenanalyse-Modellen (Gordon et al. 1981 [102]), Erbs et al. 1982 [103]) unterschieden werden. Neben diesen Verfahren existiert in der Literatur auch eine Reihe von Modellen, die entweder auf der spektralen Verteilung (Hatfield et al. 1981 [104]) oder auf einer Breitbandbetrachtung (AHSRAE-Modell [105], NOAA-SOLMET-Modell [106], Gueymard 1993 [107], Davies et al. 1988 [108]) der Sonneneinstrahlung basiert sind.

In dieser Arbeit wird das stochastische Modell zur Generierung der Strahlungsdaten verwendet.

Stochastische Generierung der Globalstrahlung

Die Langzeitmessungen, die für die meisten synoptischen Stationen im Iran (vgl. [99]) dokumentiert sind, werden neben der geographischen Breite und Länge als Eingangsparameter bei der Generierung der Globalstrahlung an einem beliebigen Standort im Iran eingesetzt. Entsprechende Werte für benachbarte Orte können unter Berücksichtigung der jeweiligen regionalen Klimazonen durch Interpolation gewonnen werden (vgl. [109, 110]). Die angewendete Methode zur Umwandlung der Tagessummen der Globalstrahlung in Stundenwerte sowie die Berechnung des diffusen und direkten Anteils der Globalstrahlung wird im Folgenden beschrieben.

Solarkonstante G_0

Die Solarkonstante stellt die Intensität der Solareinstrahlung außerhalb der Atmosphäre im mittleren Abstand der Erde von der Sonne dar. Ihre gegenwärtig genaue Bestimmung erfolgt nach Bolle [111] mit $1368 \pm 3,6 \text{ W/m}^2$. Durch die Ellipsenform der Erdbahn um die Sonne unterliegt die Solarkonstante einer jahreszeitlichen Schwankung. Die extraterrestrische Strahlung lässt sich durch die Gleichung nach Iqbal [112] berechnen zu

$$\dot{G}_{0,k} = \dot{G}_0 \cdot \left(1 + 0,03344 \cdot \cos\left(\frac{2\pi t_n}{365,25}\right) \right). \quad (4-78)$$

Sonnenstand

Ein Beobachtungsort auf der Erdoberfläche wird durch zwei Winkelkoordinaten beschrieben. Es handelt sich dabei um die geographische Länge λ_{lok} und geographische Breite φ . Somit ist die Wahre Ortzeit t_{WOZ} gleich:

$$t_{WOZ} = t_{kon} + E - 4 \cdot (\lambda_{st} - \lambda_{lok}). \quad (4-79)$$

In dieser Gleichung stellen t_{kon} die gesetzliche Zeit, $\lambda_{st}=15^\circ$ den Bezugslängengrad und E die Zeitgleichung in Minuten dar. Die Zeitgleichung lautet:

$$E = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(t'_n + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot t'_n + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot t'_n + 105,2^\circ). \quad (4-80)$$

Die Gleichung korrigiert den Unterschied zwischen der mittleren Sonnenzeit und der gesetzlichen Zeit, hierbei steht t'_n für 360° , $t_n/365,25$ und t_n für die Tagesnummer, gezählt vom 1. Januar ($t_n=1$) an.

Der Stundenwinkel ω drückt die regelmäßige Drehung der Erde um ihre Achse aus. Sein Wert ist vormittags negativ, nachmittags positiv und im Süden gleich Null. Er kann mit Hilfe der Gleichung

$$\omega = (12h - t_{\text{WOZ}}) \cdot 15^\circ / h. \quad (4-81)$$

berechnet werden.

Der Deklinationswinkel δ ist der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Himmelsäquator und wird nach [113] durch die empirische Beziehung

$$\delta = -23,45^\circ \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{365,25} \cdot (t_n + 10)\right), \quad (4-82)$$

berechnet.

Betrachtet man das Himmelsgewölbe als eine scheinbar hohle Kugel, bewegt sich die Sonne, von jedem festen Betrachtungspunkt aus gesehen, auf einer Bahn. Die momentane Position der Sonne wird durch ihre Höhe h und ihren Azimut α definiert. Für den Höhenwinkel und den Azimutwinkel gilt:

$$h = \arcsin(\cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta), \quad (4-83)$$

$$\begin{aligned} \alpha &= 180^\circ - \arccos \frac{\sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \varphi \cdot \cos \delta} \text{ für } t_{\text{WOZ}} \leq 12.00h \\ \alpha &= 180^\circ + \arccos \frac{\sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \varphi \cdot \cos \delta} \text{ für } t_{\text{WOZ}} > 12.00h. \end{aligned} \quad (4-84)$$

Der Einfallswinkel θ ist der Winkel zwischen der Flächennormalen und der Strahlungsrichtung. Er ist abhängig vom Neigungswinkel und Aufstellungsort der Empfangsfläche sowie von dem Sonnenstand und lässt sich berechnen aus

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \sin \delta \cdot (\cos n \cdot \sin \varphi - \cos \varphi \cdot \cos \alpha \cdot \sin n) \\ &+ \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot (\sin \varphi \cdot \cos \alpha \cdot \sin n + \cos n \cdot \cos \varphi) \\ &+ \sin \alpha \cdot \sin n \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega \end{aligned} \quad (4-85)$$

Berechnung der diffusen und direkten Strahlung

Nach Erbs et.al. [103] und [110] besteht eine Korrelation zwischen der diffusen Strahlung auf die horizontale Fläche $\dot{G}_{\text{diff},h}$, der Globalstrahlung $\dot{G}_{G,h}$ und dem Bewölkungsindex k_T . Der Bewölkungsindex beschreibt die Strahlungsverluste durch die Erdatmosphäre und wird wie folgt berechnet:

$$k_T = \frac{\dot{G}_{G,h}}{\dot{G}_{0,k} \cdot \cos \theta}. \quad (4-86)$$

mit dem schließlich die diffuse Strahlung aus der Globalstrahlung und dem Bewölkungsindex ermittelt werden kann:

$$\begin{aligned} \dot{G}_{\text{diff},h} &= \dot{G}_{G,h} \cdot (1 - 0,09 \cdot k_T) && \text{für } 0 < k_T < 0,22 \\ \dot{G}_{\text{diff},h} &= \dot{G}_{G,h} \cdot (0,9511 - 0,1604 k_T + 4,388 k_T^2 - 16,638 k_T^3 + 12,336 k_T^4) && \text{für } 0,22 < k_T < 0,8 \\ \dot{G}_{\text{diff},h} &= \dot{G}_{G,h} \cdot 0,165 && \text{für } 0,8 < k_T < 1 \end{aligned} \quad (4-87)$$

Dadurch kann die direkte Strahlung $\dot{G}_{\text{dir},h}$ auf die horizontale Fläche aus (4-88 bestimmt werden:

$$\dot{G}_{\text{dir},h} = \dot{G}_{\text{G},h} - \dot{G}_{\text{diff},h} \quad (4-88)$$

Für die Generierung der Stundenwerte wird das TAG-Modell (Time dependent, Autoregressive, Gaussian model) genutzt. Dieses Modell besteht aus einem Tagesmodell, das einen durchschnittlichen Tagesverlauf berechnet und einem darübergelegten autoregressiven Prozess 1. Ordnung, der die stündlichen Schwankungen simuliert [110].

$$k_T(h) = k_{TM}(h) + y(h) \quad (4-89)$$

Mit dem Stundenwert des Bewölkungsindex $k_T(h)$, dem Stundenwert des Bewölkungsindex des durchschnittlichen Tagesganges $k_{TM}(h)$ und den Autoregressiven Prozess 1. Ordnung ergibt sich:

$$k_{TM}(h) = \lambda + \varepsilon \cdot \exp\left(\frac{-\kappa}{\sinh}\right), \quad (4-90)$$

$$\lambda = -0,19 + 1,12 \cdot k_T + 0,24 \cdot e^{-8k_T}$$

Mit $\varepsilon = 0,32 - 1,60 \cdot (k_T - 0,5)^2$.

$$\kappa = 0,19 + 2,27 \cdot k_T^2 - 2,51 \cdot k_T^3$$

Der autoregressive Prozess $y(h)$ wird letztlich folgendermaßen bestimmt:

$$y(h) = \phi_1 \cdot y(h-1) + r, \quad (4-91)$$

mit

$$\phi_1 = 0,38 + 0,06 \cdot \cos(7,4 \cdot k_T - 2,5). \quad (4-92)$$

Die normalverteilte Zufallsvariable r ist eine Funktion vom Erwartungswert 0 und der Standardabweichung σ' und wird für die genaue Berechnung der stündlichen Werte folgendermaßen berechnet:

$$\begin{aligned} r &= f(0, \sigma') \\ \sigma' &= \sigma \cdot (1 - \phi_1^2)^{0,5} \end{aligned} \quad (4-93)$$

mit

$$\begin{aligned} \sigma(k_T, h) &= A \cdot \exp(B \cdot (1 - \sinh)) \\ A &= 0,14 \cdot \exp\left(-20 \cdot (k_T - 0,35)^2\right). \\ B &= 3 \cdot (k_T - 0,45)^2 + 0,16 \cdot k_T^5 \end{aligned}$$

Für den Gebrauch der Berechnung von Solaranlagen müssen die Strahlungswerte auf eine geneigte Fläche umgerechnet werden. Die Berechnung der Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche wird nach Liu und Jordan [114] durchgeführt.

Zusammenfassung:

Um plausible Ergebnisse in Abhängigkeit vom Energiebedarf beim Einsatz unterschiedlicher Energiesysteme ermitteln zu können, ist ein Zeitschrittverfahren auf Stundenbasis geeignet.

GOMBIS, PRAXOGES und PRAXOSOL simulieren und bilanzieren Versorgungsszenarien mit dem Schwerpunkt der Energieerzeugung durch KWK sowie KWKK und Solaranlagen. Auch bei eingeschränkter Datenlage werden Energiebedarf und -bereitstellung ausreichend dargestellt.

5. Wirtschaftlichkeit

An Energieversorgungssysteme werden hohe und vielfach konkurrierende Anforderungen gestellt. Demnach wird es je nach Zielsetzung zu unterschiedlichen Beurteilungen eines Energieversorgungssystems kommen. Hierzu schlägt Winje [115] drei Anforderungskategorien vor:

1. Bedarfsorientierte Anforderung: Es handelt sich hierbei um Anforderungen, die einen bestimmten Komfort und/oder die Voraussetzungen für einen optimalen Ablauf von Produktionsprozessen schaffen sollen.
2. Wirtschaftliche Anforderungen: Hierbei handelt es sich um die Anforderungen der Betreiber und/oder Nutzer, die Energiesysteme so zu gestalten, dass sie die Energiebedürfnisse zu minimalen Kosten befriedigen.
3. Gesellschaftliche Anforderungen: Für Energiesysteme sind vor allem Anforderungen des Umweltschutzes und der Energiewirtschaft relevant.

Ziel einer Wirtschaftlichkeitsanalyse aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Produktkostenminimierung bzw. Gewinnmaximierung. Die Voraussetzung jeder Wirtschaftlichkeitsrechnung in der Energiewirtschaft ist eine energietechnische Betrachtung, die in den vorherigen Kapiteln erläutert worden ist. Die unterschiedlichen gängigen Bewertungsmethoden werden im Folgenden vorgestellt und die in dieser Arbeit verwendete Wirtschaftlichkeitsberechnung wird daraus abgeleitet.

5.1 Grundlagen und Vergleich energietechnischer Bewertungsverfahren

Klassische Energieversorgungssysteme liefern in der Regel ein einziges Produkt. Für die Stromerzeugung ist dieses klassische System ein Dampfkraftwerk, das unter Aufwendung von Primärenergie elektrische Arbeit erzeugt. Bei einer solchen thermischen Maschine wird nur ein Teil der Primärenergie in Kraft bzw. elektrische Arbeit umgewandelt, während der Rest der zugeführten Primärenergie an die Umgebung abgeführt wird. Analog zu Kraft- bzw. Stromerzeugern lassen sich auch Systeme betrachten, die nur Wärme liefern. Der klassische Vertreter ist der Heizkessel.

Allgemein können alle Energieversorgungssysteme, die nur ein Produkt aus einem Edukt liefern, eindeutig durch einen Wirkungsgrad, eine Heiz- oder Kältezahle etc., beschrieben werden, die als das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand definiert ist.

Eine grundlegende Schwierigkeit zeigt sich beim Vergleich von Systemen mit unterschiedlichen Edukten bzw. Produkten wie z.B. Energiesysteme, die durch den Einsatz unterschiedlicher Energieträger ein Produkt erzeugen bzw. alle Systeme, die Strom und Wärme simultan bereitstellen. Das gleiche gilt für Systeme, die Wärme und Kälte erzeugen, wie z.B. Kälteanlagen mit Abwärmenutzung. Der energetische Vorteil der gekoppelten Erzeugung mehrerer Produkte liegt in der Reduktion ungenutzter Energieströme. Ein Vergleich dieser Systeme aus energietechnischer Sicht ist aber schwierig, da die Systeme ihre Produkte meist in unterschiedlichen Mengenverhältnissen bereitstellen.

Für den Vergleich von KWK-Anlagen mit Systemen zur ungekoppelten Erzeugung, z.B. mit Kondensationskraftwerken oder Heizkesseln, stehen zwei unterschiedliche Verfahren zur Verfügung, die Verhältniswert-Methode und die Restwert-Methode.

Bei der Verhältniswert-Methode wird der Primärenergiebedarf einer KWK-Anlage entsprechend der bei der Einzelerzeugung benötigten Primärenergie aufgeteilt. Bei der Restwert-Methode wird vom Primärenergiebedarf der KWK-Anlage der Teil abgezogen, der bei der ungekoppelten Erzeugung eines Produkts benötigt würde und der Rest dem zweiten Produkt zugeschrieben.

Zu diesem Zweck müssen als Referenz Einzelerzeugungsanlagen definiert werden, die das Ergebnis des Vergleichs maßgeblich beeinflussen.

Da die Restwert-Methode häufig angewendet wird, soll im Folgenden näher darauf eingegangen werden. Abbildung 5-1 zeigt das Energieflussbild eines hypothetischen Blockheizkraftwerks, das aus 100 kWh Primärenergie 35 kWh Strom und 65 kWh Nutzwärme erzeugt.

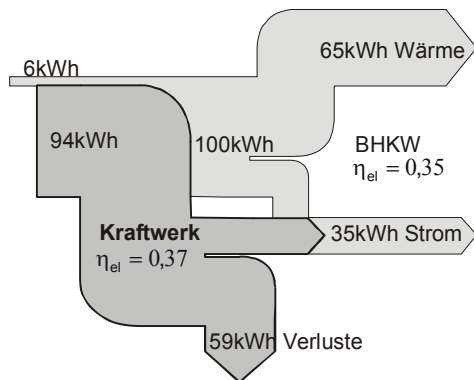


Abbildung 5-1: Bewertung der Wärme aus einem BHKW mit einer Primärenergie-Gutschrift für die Stromerzeugung [116]

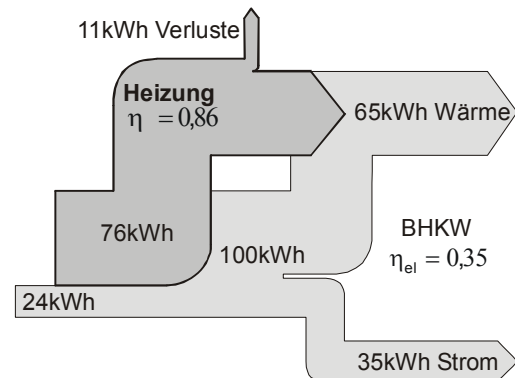


Abbildung 5-2: Bewertung des Stroms aus einem BHKW mit einer Primärenergie-Gutschrift für die Wärmeerzeugung [116]

Für den Vergleich des BHKW mit anderen Wärmeerzeugern nach der Restwert-Methode kann dem BHKW für seine Stromerzeugung der Primärenergiebedarf eines Kondensationskraftwerks gutgeschrieben werden. Unter der Annahme eines elektrischen Kraftwerkswirkungsgrades von 0,37 sind 94 kWh Primärenergie für 35 kWh Stromerzeugung notwendig. Damit verbleibt ein Primärenergiebedarf von 6 kWh für die Wärmeerzeugung des BHKW. Bei dieser Art der Berechnung würde das BHKW eine Heizzahl $65/6 = 10,8$ erreichen.

Der Vergleich des BHKW mit reinen Stromerzeugern nach der gleichen Methode erfordert eine Gutschrift für die Wärmeerzeugung. Abbildung 5-2 zeigt, dass dann lediglich ein Primärenergiebedarf von 24 kWh für die Stromerzeugung übrigbleibt, was einem elektrischen Wirkungsgrad größer als 1,4 entspräche. Beides, sowohl die Heizzahl als auch der elektrische Wirkungsgrad, erreichen bei der Berechnung mit der Restwert-Methode unrealistisch hohe Werte. Dabei ist die Aussage, dass das BHKW Strom und Wärme energetisch günstig erzeugt, qualitativ sicher richtig, aber das Ergebnis ist in dieser Form nicht quantitativ belastbar. In beiden Fällen hängt das Ergebnis ganz entscheidend von der Wahl des Referenzsystems ab. Je schlechter dessen Wirkungsgrad ist, desto besser schneidet die KWK-Anlage ab.

Werden keine Vergleichssysteme herangezogen, können folgende Verfahren für die Verteilung von Systeminputgrößen auf die entsprechenden Produkte - lediglich mit der Kenntnis des zu untersuchenden Systems - angewandt werden:

- kalorische Aufteilung, d.h. entsprechend dem Energieinhalt
- Aufteilung nach dem Arbeitswert [117]
- Aufteilung des Primärenergieeinsatzes nach Exergie- bzw. Entropiemethode

Die spezifische Energiebewertung des Koppelprodukts Strom ist bei der kalorischen Aufteilung am kleinsten und bei der Aufteilung nach dem Arbeitswert am größten, d.h. bei der kalorischen Aufteilung wird dem Strom, relativ zur Wärme, der kleinste Primärenergie- und Kostenanteil zugewiesen. Die spezifische Energiebewertung der Wärme ist entsprechend umgekehrt. Einen ausführlichen Vergleich dieser Methoden findet sich bei Piller und Rudolph [118].

Nitsch [119] schlägt vor, die Aufteilung mit dem II. Hauptsatz der Thermodynamik durchzuführen, also eine exergetische Bewertung. Die Exergie eines Wärmereservoirs ist die

Arbeit, die maximal gewonnen werden kann, wenn dieser Energiestrom mit seiner Umgebung reversibel ins Gleichgewicht gebracht wird. Somit findet über die Exergie auch die Temperatur der thermischen Energie Eingang in die Bewertung. Obwohl die Exergie physikalisch wohl definiert ist, enthält sie jedoch einen willkürlich definierten Bezugspunkt, nämlich die Temperatur der relevanten Umgebung, also einen Referenzzustand.

Die Suche nach einem geeigneten Gütegrad, der in der Handhabung einfach ist und doch einen exergetischen Charakter hat, führte zu einer großen Vielfalt an Definitionen [120]. All diese Methoden und Definitionen sollen dem Zweck dienen, Heiz-Kraftwerke mit anderen Techniken der Strom- und Wärmebereitstellung vergleichen zu können. Der Versuch, dies mit nur einer wie auch immer definierten Kennzahl zu erreichen, muss aber zwangsläufig scheitern. Baehr [121] bemerkte hierzu: "Auch der exergetische Wirkungsgrad ist nicht zum exergetischen Vergleich zwischen einem HKW und einem reinen Kraftwerk oder zum Vergleich eines HKW mit anderen Wärmeerzeugern geeignet."

Franke hierzu [122] stellte die Entropiemethode vor. Bei der Entropiemethode geht die Umgebung als umhüllendes System - in Abgrenzung zur Exergiemethode – nicht unmittelbar in die Prozessberechnung ein. Von der Strom- und Wärmewirtschaft wurde die Exergie- oder Entropiemethode nie voll akzeptiert, da sie sich nur als Mittel zur internen Energiebewertung eignet und keine ökonomischen Komponenten erhält [123]. Das Interesse der Energiewirtschaft richtet sich weniger auf eine allgemeingültige Bewertung von Energieversorgungssystemen, sondern vielmehr auf eine betriebswirtschaftlich vertretbare Aufteilung der gemeinsam entstehenden Kosten auf die Produkte.

Für eine individuelle Zuordnung eines bestimmten Primärenergieanteils auf einzelne Produkte benötigt man zusätzliche Bedingungen, die zwangsläufig durch Annahmen aus anderen Bereichen gebildet werden müssen. Bejan et. al. [124] schlagen dafür die exergoökonomische Analyse vor, die Kostenaspekte berücksichtigt. "Es gibt keine Kriterien bei einer konventionellen Wirtschaftlichkeitsberechnung, das die unterschiedliche Kosten den einzelnen Produkten zuweisen. Die Masse oder die Energie sollte nicht als Grundlage für eine Kostenzuweisung verwendet werden. Die geeignete Variable ist die Exergie. Die exergoökonomische (thermoökonomische) Analyse beruht auf diesem Prinzip" [125].

Bei der exergoökonomischen Analyse zur Ermittlung der Produktionskosten werden für eine Energieumwandlungsanlage die Kostenbilanzen aufgestellt. Für ein System im stationären Zustand ergibt sich die folgende Kostenbilanz:

$$\dot{C}_P = \dot{C}_F + \dot{Z}, \quad (5-1)$$

mit $\dot{C}_P$ als Produktionsstrom, $\dot{C}_F$ als zeitliche Aufwandkosten und $\dot{Z}$ als die Kostenströme für Investition, Betrieb und Wartung der Anlage. Bei der Betrachtung der Kostenströme werden den Exergieströmen Kosten zugewiesen. Dies wird als "Exergy Costing" bezeichnet. Mit $\dot{C}_i$ als Kostenstrom des Stromes i , c_i Kosten je Exergieeinheit des Stromes i und $\dot{E}_i$ als Exergiestrom i geschieht die Bildung der Kostenströme entsprechend der folgenden Gleichung:

$$\dot{C}_i = c_i \cdot \dot{E}_i. \quad (5-2)$$

Mit den so definierten Kostenströmen lassen sich für die Anlagenkomponenten Kostenbilanzen formulieren mit dem Ziel:

- die Kosten jedes einzelnen Produktes bei einer Anlage, die mehrere Produkte herstellt, zu berechnen,
- den Kostenentstehungsprozess und den Kosteneinfluss in der Anlage zu verstehen
- bestimmte Variablen in einem einzelnen Anlagenteil zu verbessern oder
- die Gesamtanlage zu verbessern [126].

Diese Methode ist detailliert in [124, 127] beschrieben. Für die exergetische Analyse der Solaranlagen (Solarthermie und Photovoltaik) wird zusätzlich der Exergieanteil der Solareinstrahlung benötigt. Zur Bestimmung der Exergie der Strahlung muss ihre Entropie bekannt sein. Eine Methode zur Berechnung der Entropie bzw. die Exergie der Solarstrahlung ist in [128, 129] dargestellt. Die exergoökonomische Analyse wie auch die Entropiemethode als Bewertungsverfahren liefern die Basis für eine nachfolgende Prozessoptimierung [130]. Die Entscheidung für ein bestimmtes Energieversorgungskonzept basiert meist auf rein ökonomischen Kriterien. Die Entscheidungsvorbereitung erfordert daher keine Anlagen- oder Komponentenoptimierung, da nur auf am Markt verfügbare Technik zurückgegriffen werden kann. Es werden vielmehr Methoden benötigt, mit denen die Einnahmen und Ausgaben, die bei der Erfüllung einer Aufgabe auftreten, beziffert werden können. Es werden daher die klassischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung, jeweils angepasst an die verschiedenen Akteure (Endverbraucher, Betreiber, Energieversorgungsunternehmen) verwendet.

5.2 Verwendete Wirtschaftlichkeitsberechnung

Eine Investitionsrechnung ist durch ihre eindimensionale ökonomische Zielsetzung gekennzeichnet. Bei der Investitionsrechnung wird das ökonomische Ziel der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Maßnahmen überprüft. Im Vordergrund steht mit anderen Worten das Bestreben, mit dem eingesetzten Kapital eine möglichst hohe Rendite zu erwirtschaften. Dabei spielen neben der Anfangsinvestitionen bzw. den Ein- und Auszahlungen, die Zeitpunkte, zu denen sie anfallen, eine wichtige Rolle.

Aus der Sicht des Investors hat die Investitionsrechnung demnach drei Hauptfragen zu beantworten:

1. Einzelinvestition: ist das zur Entscheidung anstehende Objekt finanziell vorteilhaft? Die Vorteilhaftigkeit eines Einzelobjektes wird entschieden.
2. Alternativenvergleich: Welche Objekt ist finanziell vorteilhafter? Die relative Vorteilhaftigkeit von zwei oder mehreren Investitionsalternativen wird geprüft. Die Bestimmung der relativen Vorteilhaftigkeit dient der Erstellung einer Rangfolge.
3. Nutzungsdauer- und Ersatzproblem: Wie lange kann eine alte Anlage genutzt werden und wann sollte sie durch eine Neuinvestition ersetzt werden?

In der Literatur ist im Zusammenhang mit der Investitionsentscheidung bei der Nutzung der KWK-Technologie die Kostenvergleichsrechnung am weitesten verbreitet [123, 131, 132, 133, 134, 135, 136]. Dazu wird eine Referenzperiode, die für alle Perioden des gesamten Planungszeitraums repräsentativ sein soll, gewählt und deren Jahresgesamtkosten der Alternativen ermittelt und miteinander verglichen.

Da eine Zahlung in einer späteren Periode, bezogen auf den aktuellen Zeitpunkt, weniger Wert ist, wird bei der Anwendung eines dynamischen Verfahrens diese spätere Zahlung auf den Betrachtungszeitpunkt diskontiert. Die meisten Methoden des statischen Kostenvergleichs werden durch Diskontierung der Ein- und Auszahlungen mit Hilfe eines Annuitätenfaktor dynamisiert. Diese Vorgehensweise ist dann korrekt, wenn die Zahlungsströme aller Perioden des betrachteten Planungszeitraums identisch sind. Dafür werden die Wartungskosten mit Kostenfaktoren in Kosten pro erzeugte kWh elektrisch oder thermisch auf die Perioden gleichmäßig verteilt, bzw. es wird davon ausgegangen, dass die Zahlungen, die durch (Re-) Investitionen verursacht werden, in allen Perioden gleich sind.

Die unterschiedlichen Akteure in einem Energieversorgungssystem verfolgen unterschiedliche Ziele. Ist der Endverbraucher (Nutzer) gleichzeitig der Betreiber einer Anlage, wird das Ziel einer Wirtschaftlichkeitsberechnung eine Kostenminimierung sein. Wird jedoch die Anlage von einem EVU bzw. einem externen Dienstleister (Betreiber) betrieben und dem Nutzer die

Nutzenergie zur Verfügung gestellt, wird das Ziel hauptsächlich eine Gewinnmaximierung bzw. Verlustminimierung sein.

In der vorliegenden Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeit den vorhandenen bzw. von zu erstellenden Energieumwandlungstechnologien sowohl unter dem Blickwinkel eines Produzenten (örtliches EVU oder Eigenerzeuger) als auch dem eines Konsumenten (Verbraucher/Kunde) betrachtet und bewertet. Damit erhalten die Energieverbraucher und auch Energieproduzenten die Möglichkeit, zusätzliche Investitionen in effizientere Technologien auf deren Wirtschaftlichkeit hin zu bewerten.

Auf Grundlage der energetischen Daten (wie Energiebedarf, Energiebereitstellung, Primärenergiebedarf) ermittelt die Wirtschaftlichkeitsrechnung im GOMBIS unter Berücksichtigung der vorgegebenen Strombezugstarife, Einspeisevergütungen und Primärenergiekosten

- die Gestehungskosten der Energiebereitstellung für alle Szenarien im Vergleich,
- in Bezug auf das erste Versorgungsszenario (Basisszenario) die Amortisationszeit der Mehrinvestitionen für die anderen Alternativ-Szenarien,
- die Wirtschaftlichkeit aus der Sicht eines Betreibers der Energiezentrale, der die Nutzenergie an den Endverbraucher verkauft (Betreiberbilanz),
- das wirtschaftliche Ergebnis des EVU für den Fall der Eigenstromerzeugung durch den Stromverbraucher.

In der vorliegenden Arbeit erfolgt die Kostenbewertung der Versorgungsvarianten mit der Methode der Annuitätenrechnung nach VDI 2067 [49] Blatt 1 und Blatt 7. In die verschiedenen Betrachtungsweisen gehen neben den projektspezifischen Kostendaten Preis- und Vergütungsregelungen ein (Abbildung 5-3).

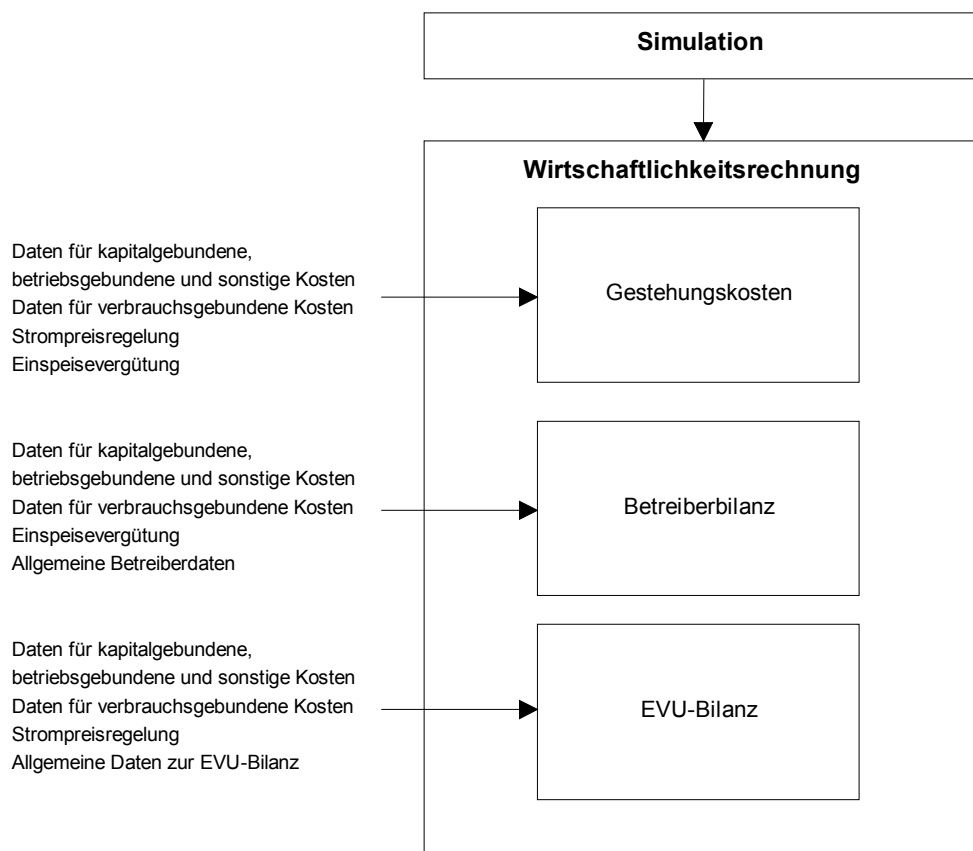


Abbildung 5-3: Ablauf der Wirtschaftlichkeitsrechnung in GOMBIS

5.2.1 Bilanzierung aus der Sicht eines Endverbrauchers

Gestehungskosten

Diese Art der Wirtschaftlichkeitsrechnung stellt den Betrieb der Energiezentrale aus der Sicht des Endverbrauchers, der die Anlagen auch selber betreibt, dar. Der Vergleich unterschiedlicher Versorgungsvarianten erfolgt mit den Gesamtenergiekosten (Kosten für Wärme, Kälte und Strom) und mit den sich hieraus ergebenden Gestehungskosten für die erzeugte Wärme, Strom und Kälte.

Wärmegestehungskosten

Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten werden kapitalgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten und sonstige Kosten zu den jährlich anfallenden Kosten der Wärmebereitstellung zusammengefasst.

In den kapitalgebundenen Kosten werden alle Investitionen berücksichtigt, die der Wärmebereitstellung bzw. der Kraft-Wärme-Kopplung zuzuzählen sind: Kesselanlage, Solarkollektoranlage, KWK-Anlage, alle Komponenten der sonstigen Anlagen wie Verteilernetz, Gebäude, Speicher, die der Wärmebereitstellung oder der KWK-Anlage zugeordnet werden. Nicht berücksichtigt werden Investitionen in Anlagen zur Kältebereitstellung sowie die ihr zugeordneten Komponenten der sonstigen Anlagen. Ebenfalls nicht einbezogen werden Investitionen in PV-Anlagen, die als reine Stromerzeugungsanlagen gelten und daher getrennt berechnet werden. Bei Eigenstromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung, welche einerseits zu verminderten Strombezugskosten, andererseits zu einem zusätzlichen Erlös für die Stromrückspeisung führt, wird eine Stromgutschrift errechnet, die der Wärmeerzeugung angerechnet wird.

Damit sind die Gesamtkosten der Wärmeerzeugung:

$$K_{\text{Ges}} = K_K + K_{\text{Be}} + K_{\text{E,B}} - K_{\text{E,L}} \quad (5-3)$$

Die resultierenden Kosten (K_{Ges}) bezogen auf die Nutzwärmemenge (Q_{Ges}) ergeben die spezifischen Wärmegestehungskosten (Kosten/MWh_{th}) der Anlage.

Berechnung der Kältegestehungskosten

Die Kältegestehungskosten werden nach dem gleichen Schema wie die Wärmegestehungskosten berechnet. Die verbrauchsgebundenen Kosten der Kälteanlagen ergeben sich aus den Stromkosten für den Kompressionskälteprozess und/oder den Wärmekosten für den Absorptionskälteprozess. Der Teil der Stromkosteneinsparung im Szenario, der durch Substitution von Kompressionskälte- oder Absorptionskälteprozessen verursacht wird, wird nicht der Wärmebereitstellung, sondern der Kältebereitstellung gutgeschrieben.

PV-Anlage und Solarkollektoranlage

Die Stromgestehungskosten der PV-Anlagen werden getrennt von anderen Anlagen berechnet, es werden in diesem Fall keine Mischkosten betrachtet. Die durch die PV-Anlage erzielte Stromgutschrift wird nicht der Wärmebereitstellung zugerechnet sondern getrennt ausgewiesen. Solarkollektoranlagen zählen zu den Wärmebereitstellungsanlagen und werden in die Berechnung der Wärmegestehungskosten einbezogen.

Gesamtenergiekosten

Die jährlichen anfallenden Kosten des Nutzenergiebedarfs setzen sich für den Endverbraucher aus den Kosten der Wärmebereitstellung (incl. KWK), den Kosten der Kältebereitstellung, den Kosten der reinen Stromerzeugung (PV-Anlage) und den Strombezugskosten zusammen. Davon abgezogen wird die Vergütung für eingespeisten Strom aus KWK.

5.2.2 Bilanzierung aus der Sicht eines Betreibers

Die Betreiberbilanz ergänzt die Gestehungskostenberechnung, indem sie die Wirtschaftlichkeit der Versorgungsszenarien vom Standpunkt eines externen Dienstleisters darstellt, der die Energiezentrale für den Energieverbraucher betreibt. Dieser Dienstleister liefert seinen Verbrauchern vorrangig Wärme und Kälte, gegebenenfalls auch Strom. Von den Vorlieferanten bezieht er Strom und Brennstoff. Je nach dem örtlichen Strombedarf bzw. der KWK-Auslegung speist er zeitversetzt Strom in das Netz zurück.

Die Betreiberbilanz greift auf Ergebnisse der Gestehungskostenberechnung zurück und ergänzt sie um Kostenberechnungen, die sich aus der Betreiberrolle ergeben. Aus der Gestehungskostenberechnung werden übernommen: kapitalgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten, sonstige Kosten der Anlagen, Einspeisevergütung. Für die Betreiberbilanz werden folgende zusätzliche Daten benötigt: Preisregelungen für die Lieferung von Wärme, Kälte und gegebenenfalls Strom an den Endverbraucher, Strompreisregelung für den Stromankauf des Betreibers vom Vorlieferanten (z.B. EVU). Für die Berechnung der Stromeinnahmen des Betreibers aus der Eigenstromerzeugung ist der Stromliefermodus und damit die anzuwendende Tarifstruktur maßgeblich.

5.2.3 Bilanzierung aus der Sicht eines EVU

Die Kostenbetrachtung aus der Sicht eines EVU berücksichtigt die Konsequenzen der Strom-eigenerzeugung für das betroffene EVU, wenn

- a) der Kunde Strombezug durch Eigenerzeugung substituiert (EVU in der passiven Rolle)
- b) das EVU beim Verbrauchern die Heizzentrale mit der KWK-Anlage betreibt (EVU in der aktiven Rolle).

Dabei werden auch die resultierenden Änderungen beim EVU berücksichtigt (Minderung des Strombezuges des EVU). Die EVU-Bilanz berücksichtigt auch Fälle, in denen das EVU gleichzeitig Gas- oder Wärmelieferant ist. Als Indikator für das wirtschaftliche Ergebnis des EVU wird der Rohgewinn herangezogen, der sich aus den Einnahmen aus dem Energieverkauf (Strom, Gas und Wärme) abzüglich des Aufwandes für die Energiebereitstellung (Kosten der Eigenerzeugung, Gasankauf) ergibt.

Für die EVU-Bilanz stehen drei Betrachtungsweisen zur Verfügung.

EVU in der passiven Rolle

Hier wird dem heutigen Rohgewinn der zukünftige Rohgewinn, wie er sich bei Betrieb einer KWK-Anlage durch den Stromverbraucher ergeben würde, gegenübergestellt. Dieser Rohgewinn errechnet sich aus den Einnahmen aus dem Stromverkauf an den Verbraucher abzüglich der Ausgaben für die Erzeugung dieses Stromes und abzüglich der zu leistenden Vergütung für die Stromrückspeisung des KWK-Betreibers. Die erwartete Einnahmedifferenz für das EVU ergibt sich aus dem gegenwärtigen Rohgewinn abzüglich dem zukünftigen Rohgewinn bei KWK-Betrieb.

EVU in der aktiven Rolle des Betreibers

Ausgangspunkt ist hier die Überlegung, dass das EVU die gesamte Heiz-/ Kältezentrale für den Verbrauchern betreibt. Das EVU wird dem Verbraucher gegenüber zum Strom- und Wärmelieferanten, gegebenenfalls auch zum Kältelieferanten. In diesem Fall wird sich i.a. an den Stromtarifen für den Verbrauchern nichts ändern. Das EVU wird versuchen, über den Erlös für die verkaufte Wärme (und Kälte) ein betriebswirtschaftlich tragbares Ergebnis zu erreichen. Wärme- und Kältepreis sind die Parameter, mit denen das Ergebnis beeinflusst werden kann. Sie sind letztendlich die wirtschaftlichen Stellgrößen in den Parametervariationen.

Die EVU-Bilanz spielt drei vorgegebene Einnahme/Ausgabe-Szenarien durch, mit denen die Grenzen des Aktionsraums EVU - Endkunde abgesteckt werden.

1. Ertragssituation des EVU bei vorgegebenen Wärmepreis

Die Einnahmen des EVU aus dem Wärmeverkauf (und Kälteverkauf) an den Verbraucher werden auf Basis eines *vorgegebenen Wärmepreises* (und Kältepreises) berechnet. Der vorgegebene Wärmepreis kann wahlweise der anlegbare Wärmepreis sein (Wärmegestehungskosten des Verbrauchers im Basis-Szenario), oder eine zu definierende Wärmepreisregelung.

2. Konstanter Rohgewinn für das EVU (im Vergleich mit dem Basisszenario)

Bei dieser Variante wird jener Wärmepreis ermittelt, den das EVU erzielen muss, um nach Abzug aller Kosten den gleichen Rohgewinn wie in der Ausgangssituation - die Versorgungsvariante im Basisszenario - zu erreichen.

3. Rohgewinn für das EVU wie beim Betrieb der KWK-Anlage durch den Verbraucher

Hier wird die aus der EVU-Sicht ungünstigste Variante durchgespielt: Wenn der Kunde selbst Strom erzeugt, reduziert sich der Stromverkauf (und damit der Rohgewinn) des EVU. Es wird derjenige Wärmepreis für die Wärmelieferung des EVU ermittelt, der den Rohgewinn genau so groß werden lässt, wie er sich bei KWK-Betrieb durch den Verbraucher einstellen würde. In diesem „worst case“ lohnt es sich normalerweise für das EVU nicht, selbst die KWK-Anlage zu betreiben.

Die Rechenvarianten 2 (hoher wirtschaftlicher Nutzen beim EVU) und 3 (hoher wirtschaftlicher Nutzen beim Verbraucher) grenzen gewissermaßen den Bereich ab, innerhalb dessen der Preis für die vom EVU bereitgestellte Wärme oder Kälte variiert werden können.

Amortisationszeit für die aktive Betreiberrolle des EVU:

Der dritte Teil der Bilanzierung aus der Sicht des EVU stellt für die drei betrachteten Einnahme/Ausgabeszenarien die Kapitalrücklaufzeit bzw. Amortisationszeit mit und ohne Berücksichtigung des Kapitalzinssatzes dar. Die Amortisationszeit wird dadurch errechnet, dass den Ausgaben für die durch das EVU betriebenen Anlagen (ohne kapitalgebundene Kosten) die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf und die durch den KWK-Strom vermiedenen Stromerzeugungskosten gegenübergestellt werden. Dabei wird im Falle einer Brennstofflieferung an den Verbraucher die Veränderung beim Primärenergiegeschäft ebenfalls mitberücksichtigt: Je nach dem, ob das EVU nur die KWK-Anlage oder die gesamte Heizzentrale betreibt, entfallen teilweise oder zur Gänze die entsprechenden Erträge aus dem Primärenergieverkauf.

Zusammenfassung:

In der vorliegenden Arbeit werden Energiekonzepte, die am Markt verfügbare Anlagen einsetzen, betrachtet. Die Bewertung der Szenarien erfolgt sowohl unter energetischen als auch unter monetären Gesichtspunkten. Methoden, die auf kombinierten energetischen/wirtschaftlichen Qualitätskriterien beruhen, werden nicht verwendet. Da nur Apparate und Maschinen berücksichtigt werden, die dem derzeitigen Stand der Technik entsprechen und keine Optimierung auf der Maschinenebene stattfindet, kann die Wirtschaftlichkeitsberechnung analog zu VDI 2067 erfolgen. Sie wird unter den Blickwinkeln aller Beteiligten (Verbraucher, Betreiber, EVU) durchgeführt.

6. Dimensionierung und Entwurfsregeln

Bevor die konkreten Fallbeispiele berechnet werden, sollen allgemeine Regeln für die Dimensionierung und den Entwurf von Energieanlagen aufgestellt werden, die die spezifische Situation im Iran berücksichtigen.

Die fossil befeuerten konventionellen Anlagen – wie Kessel oder BHKW – werden nach gefordertem Spitzenleistungsbedarf dimensioniert und ausgelegt. Die Parameter Jahresenergiebedarf, Umgebungstemperatur und allgemeine klimatische Gegebenheiten eines Ortes spielen hierbei eine untergeordnete Rolle. Daher werden bei der Auslegung und Optimierung sowie Auswahl solcher Technologien vor allem wirtschaftliche Kriterien, bzw. umweltrelevante Aspekte berücksichtigt. Für die Auslegung solcher Anlagen in Entwicklungsländern kommen neben o.g. Kriterien die Beschaffung und Erhaltung – Wartung und Instandsetzung – dazu. Die Einfuhr von ausländischen Serviceleistungen aus dem Planungs-, Betriebs- und Instandhaltungsbereich ist sinnvoll, wenn sie dem jeweiligen Entwicklungsstand angepasst sind. Eine dem Entwicklungsstand angepasste Energietechnik verlangt einen entsprechenden Schutz und Automatisierungsgrad sowie eine Ausrichtung auf die Qualifikation des Personals und auf Instandhaltungsmöglichkeiten im eigenen Land. Aus Rationalisierungsgründen ist es erforderlich, möglichst gleiche Komponenten, zumindest jedoch eine große Zahl gleicher Standardbauteile, zu verwenden. Dies ist schon aus Gründen der Serienfertigung, Ersatzteilerhaltung und größerer Zuverlässigkeit von Wiederholbauteilen anzustreben. Für die Dimensionierung der konventionellen Anlagen, wie BHKW, Heizkessel, Kältemaschinen sowie Wärme- und Kältenetz kann auf die Erfahrungen und Entwurfsregeln der Industrieländer zurückgegriffen werden.

Für die Einsatzplanung von konventionellen Energieerzeugungsanlagen (für Wärme, Kälte und Strom) werden in der Energiewirtschaft Jahresdauerlinien eingesetzt. Eine Jahresdauerlinie ist der Zeitgang einer extensiven physikalischen Größe wie die Leistung, der von der chronologischen in eine nach absteigender (oder auch aufsteigender) Reihenfolge geordneten Darstellungsweise umsortiert ist. Abgeleitet aus der Jahresdauerlinie und den Vollbenutzungsstunden lassen sich Anzahl und Leistung der Module sinnvoll wählen. Natürlich bedeutet der Übergang von der Zeitganglinie zur Jahresdauerlinie einen erheblichen Informationsverlust. Dieser Verlust ist aber bewusst einkalkuliert und wird im Interesse einer für die Planung weitaus praktikableren Darstellungsweise des zeitlichen Geschehens in Kauf genommen [137].

Im Gegensatz zu konventionellen Anlagen werden Solaranlagen nicht nach dem Leistungsbedarf sondern nach Energiemengen ausgelegt. Die Dimensionierung einer solaren Wärmeversorgung hängt stark von den Parametern Wärmebedarf, Speicher- und Kollektorgröße sowie klimatischen Gegebenheiten ab.

6.1 BHKW-Auslegung

Neben der Einsatzplanung konventioneller Energieerzeugungsanlagen werden Jahresdauerlinien für die Dimensionierung von Blockheizkraftwerken genutzt. Zum Beispiel werden zur Deckung der Wärmelast mehrere BHKW-Module und ein Spitzenkessel eingesetzt. Durch den modularen Aufbau erfolgt eine Annäherung an die Jahresdauerlinie. Durch einen alternierenden Betrieb lässt sich für eine bestimmte Aggregatzahl eine mittlere Laufzeit errechnen, die den Vollbenutzungsstunden der Motorenanlage entspricht. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit wird in Deutschland eine Vollbenutzungsstundenzahl von über 4000 h/a empfohlen [138]. Da jedoch solche Regeln an die Voraussetzungen der betriebswirtschaftlichen Berechnungen geknüpft sind, gibt es die grundsätzliche Frage, ob solche Regeln in den Entwicklungsländern – unter den dort angetroffenen Voraussetzungen – auch gelten.

Voraussetzung für den wirtschaftlichen Einsatz der KWK-Technologie ist die auf den zeitlichen Verlauf des Energiebedarfs (Wärme und Strom) abgestimmte Dimensionierung der Anlage. Unter Dimensionierung ist die Anzahl der Module und deren Leistung zu verstehen.

Die energetisch optimale Auslegung der Anlagen ist jedoch die Voraussetzung für bessere Wirtschaftlichkeit. Daher wird in Folgendem ein mathematisches Modell vorgestellt, das den Verlauf der Jahresdauerlinie quantitativ abbildet, einfach aufgebaut ist und die Parameter der Regressionsgleichung unmittelbar aus dem grafischen Verlauf einer gemessenen bzw. gerechneten Dauerlinie bestimmt werden kann.

Nach diesem Modell wird den Verlauf der Dauerlinie im gesamten Zeitintervall nach der Methode der kleinsten Quadrate linearisiert. Damit ist die Dauerlinie durch die lineare Funktion $g(x) = ax + b$ darstellbar, wobei $a < 0$ ist (s. Abbildung 6-4).

Sei g eine zweimal stetig differenzierbare Funktion, wobei $G \subset \mathbb{R}^n$ offen und $x \in G$ ein Punkt mit $\text{grad } f(x) = 0$ dann, ist $(\text{Hess}f)(x)$ positiv definiert, so hat f in x ein isoliertes Minimum bzw. ist $(\text{Hess}f)(x)$ negativ definiert, so hat f in x ein isoliertes Maximum.

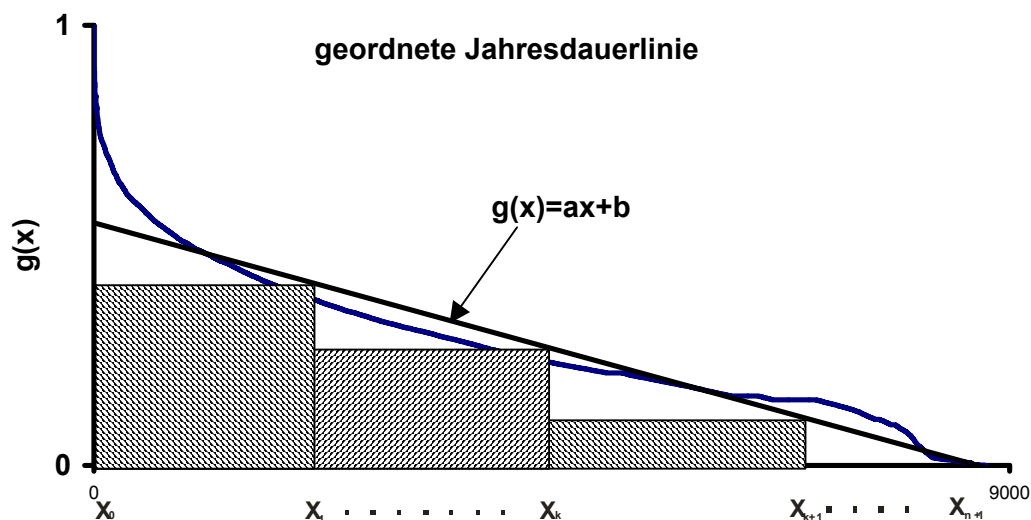


Abbildung 6-1: Geordnete Jahresdauerlinie (thermisch) und Dimensionierung eines BHKW

Die Riemann'sche Untersumme, also der Flächeninhalt der Rechtecke in Abbildung für $n+2$ Stützpunkte ist gleich:

$x_0 = 0 \leq x_1 \leq \dots \leq x_n \leq x_{n+1} = \frac{-b}{a}$ und der Flächeninhalt

$$A(x_1, \dots, x_n) = \sum_{k=1}^n (x_k - x_{k-1}) \cdot g(x_k)$$

$$\text{dann ist } \text{grad} A(x_1, \dots, x_n) = \begin{pmatrix} \frac{\partial A}{\partial x_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial A}{\partial x_n} \end{pmatrix} = 0$$

n lineare Gleichung mit n Unbekannten

$$\Leftrightarrow \begin{cases} g(x_1) + (x_1 - x_0)g'(x_1) - g(x_2) = 0 \\ g(x_2) + (x_2 - x_1)g'(x_2) - g(x_3) = 0 \\ \vdots \\ g(x_k) + (x_k - x_{k-1})g'(x_k) - g(x_{k+1}) = 0 \\ \vdots \\ g(x_{n-1}) + (x_{n-1} - x_{n-2})g'(x_{n-1}) - g(x_n) = 0 \\ g(x_n) + (x_n - x_{n-1})g'(x_n) - g(x_{n+1}) = 0 \end{cases}$$

Werden $x_0=0$ und $g(x)=ax+b$ in das Gleichungssystem eingesetzt, ergibt sich nach der Vereinfachung folgendes Gleichungssystem:

$$\Leftrightarrow \begin{cases} 2x_1 - x_2 = 0 \\ 2x_2 - x_1 - x_3 = 0 \\ \vdots \\ 2x_k - x_{k-1} - x_{k+1} = 0 \\ \vdots \\ 2x_{n-1} - x_{n-2} - x_n = 0 \\ 2x_n - x_{n-1} = \frac{-b}{a} \end{cases}$$

Die Lösung dieses Gleichungssystems lautet:

$$\Leftrightarrow \begin{cases} x_1 = \frac{-b}{(n+1) \cdot a} \\ x_2 = \frac{-2b}{(n+1) \cdot a} \\ \vdots \\ x_k = \frac{-kb}{(n+1) \cdot a} \\ \vdots \\ x_{n-1} = \frac{-(n-1) \cdot b}{(n+1) \cdot a} \\ x_n = \frac{-n \cdot b}{(n+1) \cdot a} \end{cases}$$

D.h. die Summe A des Flächeninhalte der Rechtecke bei n Stützpunkten erfüllt die Bedingung. $\text{grad}A(x_1, \dots, x_n) = 0$

Dass es sich dabei tatsächlich um ein Maximum handelt, ist geometrisch offensichtlich. Zusätzlich kann rechnerisch nach der Aufstellung der Hesse-Matrix gezeigt werden, dass erstens diese eine symmetrische Matrix ist und zweitens alle ihre Eigenwerte kleiner Null sind. Daher hat A bei:

$$\left(\frac{-b}{(n+1) \cdot a}, \dots, \frac{-kb}{(n+1) \cdot a}, \dots, \frac{-n \cdot b}{(n+1) \cdot a} \right) =: x$$

ein Maximum, das wie folgt berechnet wird:

$$A_{\max.} = A(x) = \sum_{k=1}^n (x_k - x_{k-1}) \cdot g(x_k) = \sum_{k=1}^n \left(\frac{-kb}{(n+1)a} + \frac{(k-1)b}{(n+1)a} \right) \cdot \left(\frac{-kb}{(n+1)} + b \right)$$

$$\text{bzw.: } A_{\max.} = \frac{-b^2}{(n+1)^2 \cdot a} \sum_{k=1}^n (n+1-k) = \frac{-b^2}{(n+1)^2 \cdot a} \cdot \frac{n(n+1)}{2} = \frac{-b^2}{2a} \cdot \frac{n}{(n+1)}$$

Betrachtet man den gesamten Flächeninhalt des Dreieckes, ist die Abweichung zwischen $A_{\max}$ und A_D gleich:

$$A_D - A_{\max.} = \frac{-b^2}{2a} \left(\frac{n}{n+1} - 1 \right) = \frac{b^2}{2(n+1)a}$$

D.h. je größer n , desto kleiner ist die Abweichung.

Wenn zusätzlich die obere und untere Schranken Y_M und Y_m , wie in Abbildung dargestellt, vorgegeben sind, und ein Maximum dazwischen gesucht wird, ist diese Aufgabenstellung für das Dreieck ABC äquivalent zu der oben gezeigten Aufgabe ohne Nebenbedingung.

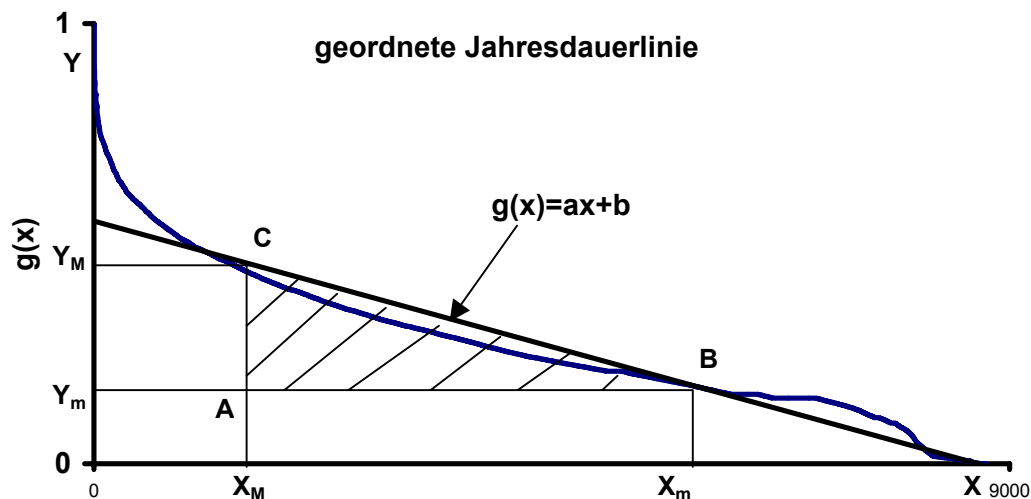


Abbildung 6-2: Geordnete Jahresdauerlinie und Dimensionierung eines BHKW bei vorgegebenen oberen und unteren Leistungsgrenze

Also gleiche Aufgabenstellung mit dem Unterschied, dass

$$x_0 = x_M = \frac{Y_M - b}{a}, x_m = x_{n+1} = \frac{Y_m - b}{a} \text{ sind. Da } g \text{ eine monoton fallende Funktion ist, gilt}$$

$x_M \leq x_m$ und die Lösung lautet für $k=1, \dots, n$ demnach:

$$x_k = (x_m - x_M) \cdot \frac{k}{n+1} \quad \text{und} \quad Y_k = \frac{a \cdot k}{n+1} (x_m - x_M) + b$$

Diese Methode auf der Grundlage der Jahresdauerlinien kann für alle Anlagen, die nach dem Leistungsbedarf ausgelegt werden (wie BHKW, Kessel, AKM, KKM), angewendet werden. Eine optimierte Auslegung der Anlagen, d.h. Festlegung von Leistung und Anzahl der Module, erfordert Variationsrechnungen unter Berücksichtigung der betriebswirtschaftlichen Eckwerte.

Es lassen sich drei unterschiedliche Versorgungsfälle zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs unterscheiden:

1. Thermische Vollversorgung/Elektrische Teilversorgung mit Strombezug aus dem Netz,
2. Thermische Teilversorgung (Zuheizen mit Spitzenkessel)/Elektrische Teilversorgung mit Strombezug aus dem Netz,
3. Thermische Teilversorgung (Zuheizen mit Spitzenkessel)/Elektrische Vollversorgung.

Aufgrund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme muss die Auswahl, die Auslegung und der Einsatz der Komponenten einer BHKW-Anlage nach zwei Kriterien erfolgen. Einerseits ist eine möglichst gute Anpassung an Wärme- und Strombedarf der angeschlossenen Verbraucher erforderlich. Andererseits stellt sich die Forderung nach hinreichender Versorgungssicherheit. Eine jederzeit gesicherte Deckung des Strombedarfs kann durch den Parallelbetrieb mit dem Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden. Diesem fällt dann zudem auch die Aufgabe der Spannungs- und Frequenzhaltung und gegebenenfalls der Blindstromlieferung zu. Ein vergleichbarer Parallelbetrieb bei der Wärmeversorgung kann ein Fernwärmenetz sein. Fernwärmenetze sind allerdings im Normalfall in Entwicklungsländern nicht vorhanden. Daher müssen die Konzeption und Betriebsweise der Anlage dafür ausgelegt sein, den Wärmebedarf der Verbraucher zu decken.

Zur Deckung der Wärmelast werden mehrere BHKW-Module eingesetzt. Dadurch wird eine höhere Verfügbarkeit der Gesamtanlage bei Ausfall eines Aggregats oder bei Wartungsarbeiten erreicht. Außerdem kann der Betrieb im unwirtschaftlichen Teillastbereich durch An- und Ausschalten von Motoren- oder Motorengruppen umgangen werden und gleichzeitig eine bessere Annäherung an die Jahresdauerlinie erreicht werden. Modulzahl und Modulleistung sollten so gewählt werden, dass eine höchstmögliche Auslastung der einzelnen Module über das Jahr gewährleistet ist. Wird - bei konstanter Gesamtleistung - die Zahl der Module klein gewählt, sinkt die Investitionssumme, aber auch die Betriebsstundenzahl der Motoren. Werden dagegen mehrere kleine Module installiert, sinkt die Betriebsstundenzahl, es steigt aber die Investitionssumme.

Für die Auslegung und den Betrieb eines BHKW resultieren für die Fallbeispiele folgende allgemeine Grundsätze:

- wärmeorientierte Auslegung und wärmebedarfsgeführter Betrieb (Zuheizen mit Spitzenkessel),
- stromseitige Einbindung in das öffentliche Verteilungsnetz,
- modularer Aufbau zur Leistungsanpassung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit,
- verbrauchsnahe Standort zur Vermeidung von längeren Wärmetransportleitungen und den damit verbundenen Wärmeverlusten.

6.2 Auslegung von Kälteanlagen

Neben dem Verbrauch von Wärme und Strom ist im Iran ein Bedarf an Kälte zu decken. Gegenwärtig wird der Kältebedarf im Iran zu etwa 90% durch kleine Kompressionskältemaschinen (KKM) bzw. Verdunstungskühlanlagen gedeckt, die ausschließlich verlustreich erzeugte Elektroenergie verbrauchen. Die Verdunstungskälteanlagen bestehen im wesentlichen aus einem Wasserbecken, einem Ventilator und den in das Gebäude führenden Luftkanälen. Außenluft überströmt das Wasserbecken. Dabei verdunstet Wasser aus dem Becken und durch die aufzuwendende Verdunstungsenthalpie sinkt die Temperatur der Luft. Die befeuchtete und gekühlte Zuluft wird durch die Luftkanäle in das Gebäude geleitet. Der Ventilator befindet sich am Eingangsstutzen der Luftkanäle und gewährleistet einen gleichbleibenden Luftstrom.

Eine Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlage auf der Basis eines BHKW bzw. einer thermischen Solaranlage ist eine Variante der dezentralen Energieversorgungsanlage, die in Industrieländern zunehmend Verwendung findet [139]. Sie besteht aus einer Vielzahl von Komponenten, die auf sehr unterschiedliche Weise miteinander verbunden werden können. Jede Komponente für sich ist bereits in Pilotvorhaben praktisch eingesetzt worden [140]. Die erhebliche Gestaltungsfreiheit und der daraus resultierende geringe Grad der Standardisierung bereiten allerdings noch Probleme in Planung, Wartung und Betrieb, welche den Vorteilen der Flexibilität entgegen wirken.

Erste Überlegungen zur Anwendung von Sonnenenergie zu Kühlzwecken mit Hilfe von AKM finden sich in der Literatur seit den sechziger Jahren [141, 142, 143].

Im Bereich der Klimatechnik wurden nach der Ölkrise für Solarenergie- bzw. Abwärmenutzung geeignete AKM-Anlagen kleiner Leistungen in den USA [144, 145, 146], in Japan [147, 148], in Deutschland [149, 150] und in geringerem Umfang auch in anderen Ländern [151, 152, 153, 154, 155, 156] untersucht. Es wurden im wesentlichen die Stoffpaare Ammoniak/Wasser und Wasser/Lithiumbromid auf ihre Eignung für den Einsatz im Bereich der solarthermischen Kühlanlagen untersucht. Im Bereich kleiner Leistungen sind seit Anfang der achtziger Jahre mit dem Stoffpaar LiBr-H₂O kontinuierlich arbeitende AKM kommerziell verfügbar.

In sonnenreichen Ländern, wie dem Iran, ist die Gleichzeitigkeit von Energiebereitstellung (hohe Solareinstrahlung) und Energiebedarf (Kältebedarf im Sommer) eine gute Voraussetzung für den Betrieb einer solar beheizten Absorptionskältemaschine (AKM). Allerdings haben sich auch im Iran die AKM in der Praxis noch nicht durchsetzen können, da die zentrale Klimatisierung mehrerer Gebäude wesentlich komplexer ist als die individuelle Kälte- bzw. Wärmeerzeugung, zu dem wurde sie bisher noch nicht erprobt. Im Kapitel 7 wird der Einsatz solcher Anlagen unter ökonomischen und energetischen Rahmenbedingung im Iran geprüft.

6.3 Dimensionierung und Auslegung der Solaranlagen

Die energetische Planung einer solaren Wärmeversorgung hängt im Wesentlichen von den Parametern Wärmebedarf und Solareinstrahlung ab. Sie umfasst unter anderem die Bestimmung von Speichergröße und Kollektorgrößen (z.B. Vor- und Rücklauftemperaturen, Wärmeübertragereigenschaften). Vorab kann festgehalten werden, dass zwar zur Zeit keine Standardkonfiguration existiert, aber dennoch einige prinzipielle Entwurfsrichtlinien aufgestellt werden können, die auf Erfahrungswerten beruhen [7]. Tabelle 6-1 enthält Anhaltswerte für die Dimensionierung von Solaranlagen, die aus den Erfahrungen des Programms Solarthermie 2000 [157] stammen. Diese Richtwerte gelten für Deutschland. Sie sind in Intervallen angeben, d.h. eine exakte Auslegung ist erst nach einer detaillierten Aufstellung der Randbedingungen (z.B. solares Angebot, Energiebedarf, Preis fossiler Energieträger) möglich. Die Erfahrungen aus dem Programm zeigen, dass für Großanlagen zur Gesamtwärmeversorgung (Warmwasser und Heizwärme) in Deutschland ein solarer Deckungsanteil zwischen 20% und 25% sinnvoll ist.

Anhaltswerte zum Entwurf von Solaranlagen zur Trinkwasserbereitung	
Einfache Kollektoren	1,25-2 m ² /Person
Hocheffiziente Kollektoren	1,0-1,2 m ² /Person
Vakuumröhrenkollektoren	1,0-1,2 m ² /Person
Speicher	50-80 dm ³ /m ² Kollektor
Interner Wärmeübertrager	0,2 m ² Glatwandwärmeübertrager/m ² Kollektor 0,3-0,4 m ² Rippenrohr/m ² Kollektor
Anhaltswerte zum Entwurf solar unterstützter Wärmeversorgungssysteme	
Kollektor	1,2-2,5 m ² /MWh jährlicher Heizwärmebedarf
Speicher	2-3 m ³ Wasser/m ² Kollektorfläche

Tabelle 6-1: Anhaltswerte zum Entwurf von Solaranlagen in Deutschland [7]

Abbildung 6-3 zeigt den Zusammenhang von Systemnutzungsgrad, Wärmepreis und solarem Deckungsanteil für die Vergrößerung von Kollektoranlagen bei konstantem Wärmebedarf (in diesem Fall Warmwasserbedarf). Die gestrichelten Linien gelten für eine Anlage in Berlin, die durchgezogenen Linien für eine Anlage in Ramsar (Nordiran). Beide versorgen einen Verbraucher mit einem konstanten Tagesbedarf von 4 m³ Warmwasser (60°C). Die ökonomischen Parameter für die Berechnung der Wärmepreise entstammen den Vorgaben des Programms Solarthermie 2000.

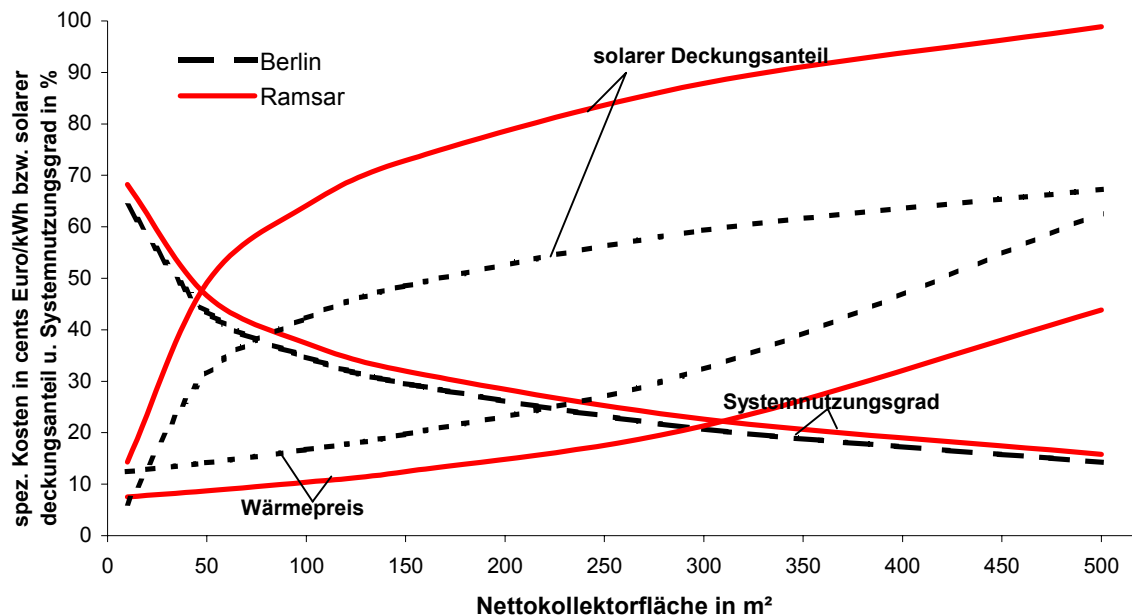


Abbildung 6-3: Systemnutzungsgrad, Wärmepreis und solarer Deckungsanteil. Vergleich zwischen Berlin und Ramsar für eine Beispielanlage, eigene Berechnung nach den Vorgaben aus [157]

Eine Vergrößerung der Kollektorfläche bei gleichbleibendem Verbrauch führt zu einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils bei gleichzeitiger Verringerung des Systemnutzungsgrades. Damit steigt bei Erhöhung des solaren Deckungsanteils der Wärmepreis. Die Kurven des Systemnutzungsgrades in Berlin und Ramsar verlaufen gleichförmig mit nahezu konstantem Abstand. Der solare Deckungsanteil in Ramsar liegt auf Grund der höheren Einstrahlung (1600 kWh/m²a im Vergleich zu 1000 kWh/m²a) deutlich über dem solaren Deckungsanteil in Berlin. Daraus resultieren deutlich geringere Wärmepreise. Die Kurven verlaufen jeweils gleichförmig, allerdings vergrößert sich der Abstand mit steigender Kollektorfläche. Damit können bei gleichen ökonomischen Randbedingungen in Ramsar wesentlich größere Kollektoranlagen als in Berlin installiert werden. Unter der Vorgabe, dass ein Wärmepreis von 15 Cent/kWh nicht überschritten werden soll, würde in Berlin eine Anlage mit ca. 75 m² Kollektorfläche, die ca. 40% des Warmwasserbedarfs deckt, installiert. In Ramsar dagegen wären über 200 m² Kollektorfläche und ein solaren Deckungsanteil von 85% möglich.

6.4 Speicherdimensionierung

Die Dimensionierung des Speichers erfolgt nach der zu speichernden und vor allem zu entnehmenden Energiemenge.

Diese Menge hängt von vier Faktoren ab [158]: Größe und zeitlicher Verlauf der Nachfrage (Nachfragekurve), Größe und zeitlicher Verlauf des Angebots (Angebotskurve), vorgesehene Regelsystem und Wärmeverluste.

Dabei wird im Rahmen dieser Arbeit ein passendes Regelsystem, welches nur die Überschusswärme speichert, vorausgesetzt.

Der minimale Speichervolumenbedarf bei reiner Überschussspeicherung kann nach Hadorn [158] über drei Methoden bestimmt werden.

1. Die Leistungskurve: Die Fläche der zu speichernden Überschüsse anhand der Leistungsangebots- und Nachfragekurven entspricht der minimalen Speicherkapazität.
2. Die Leistungsdauerlinie: Durch das Auftragen des Angebotes und der Nachfrage als Funktion der Zeit in Stunden erhält man die dem Produktionsüberschuss entsprechende Fläche. Diese Methode ist jedoch nur für eine Wärmequelle mit (nahezu) konstanter Leistung brauchbar, da ansonsten der Zeitpunkt, in dem Angebot und Nachfrage übereinstimmen, nicht bekannt ist.
3. Die Energiesummenlinie: Die kumulierte Energie für Angebot und Nachfrage (Energiesummenlinien) wird in monatlicher Auflösung in einem Diagramm dargestellt. Zum Startzeitpunkt sollte der Speicher leer sein (Schnittpunkt Leistungsangebots- und Nachfragekurve). Abbildung 6-4 zeigt die Methode für die Versorgung durch Solarenergie sowie für eine Wärmequelle mit konstanter Leistung P . Die Zeitachse umfasst ein Jahr und beginnt im April. Die größte Differenz "C" zwischen den beiden Kurven entspricht der maximalen Speicherkapazität für eine saisonale Speicherung.

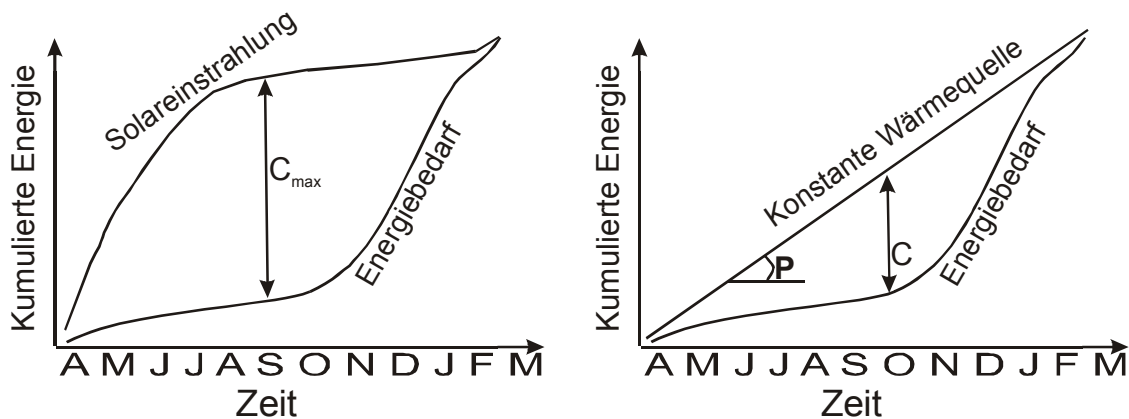


Abbildung 6-4: Darstellung der Bestimmung des minimalen saisonalen Wärmespeicherbedarfs mit Hilfe der Energiesummenlinie [158].

Der Einfluss der zeitlichen Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage auf die Speichergröße wird bei beiden betrachteten Energiequellen deutlich. Der Bedarf, also die Nachfrage, ist in beiden Fällen identisch. Bei einer konstanten Wärmequelle als Wärmelieferant ist die Speicherkapazität fast um die Hälfte kleiner als im betrachteten Fall der Versorgung mit Solarenergie.

Diese überschlägigen Methoden sind nur für eine erste grobe Betrachtung geeignet. Für die genaue Dimensionierung ist die Simulation des zu betrachteten Energiesystems notwendig. So wird in dieser Arbeit die Methode der Energiesummenlinie zur groben Speicherdimensionierung verwendet. Zusätzlich wird mit bekanntem Energiebedarf und festgelegten Kollektorgröße die minimale Speichergröße iterativ berechnet.

6.5 Dimensionierung von Kollektorfeldern und Speichern für Standorte im Iran

Bisher existieren für Klimaregionen, wie sie im Iran auftreten, keine Dimensionierungsempfehlungen für Solaranlagen. Um solche Empfehlungen zu entwickeln, wurde das gleiche Objekt (eine Siedlung aus Mehrfamilienhäusern mit insgesamt 400 Wohnungen, siehe Abschnitt 7.2) in den fünf Klimaregionen betrachtet. Während der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung vergleichsweise wenig variiert, weichen Heizwärmebedarf und Kältebedarf stark von einander ab.

Die zwei wesentlichen Faktoren, die bei der Dimensionierung einer thermischen Solaranlage eine Rolle spielen und die sich im Iran stark von den mitteleuropäischen Gegebenheiten unterscheiden, sind die Solareinstrahlung und der Breitengrad.

Der Breitengrad beeinflusst den jeweils optimalen Neigungswinkel, der neben der geografischen Lage von der jahreszeitlichen Verteilung der Wärmenachfrage abhängt. Die höhere Solareinstrahlung im Iran erlaubt im Vergleich zu Mitteleuropa reduzierte Kollektorflächen und erfordert gleichzeitig geänderte spezifische Speichervolumen (bezogen auf Kollektorfläche). Zudem existiert an allen fünf Standorten so gut wie keine Übergangszeit. Dadurch weicht die Dimensionierung aller Komponenten der Solaranlage von der in Deutschland üblichen Dimensionierung ab. Als charakteristische Kenngrößen werden im Folgenden die spezifische Kollektorfläche bezogen auf den Jahresenergiebedarf (in m^2/MWh) und das spezifische Speichervolumen (in m^3/m^2 Kollektorfläche) herangezogen. Auch für die verschiedenen Klimaregionen des Iran ergeben sich voneinander abweichende Dimensionierungsempfehlungen.

Für jeden Standort wurden für die oben genannte Siedlung eine Reihe von Solaranlagen mit zunehmender Kollektorfläche entworfen. Die kleinste berücksichtigte Kollektorfläche sind 50 m^2 . Die Speicher wurden als saisonale Speicher ausgelegt. Sie sind jeweils so groß gewählt, dass die obere Speichertemperatur von 95°C zu keiner Zeit überschritten wird. Zur Veranschaulichung sind die Ergebnisse für den Standort Ramsar in Abbildung 6-5 dargestellt. Mit zunehmender Kollektorfläche steigen sowohl solarer Deckungsanteil als auch spezifisches Speichervolumen. Der Deckungsanteil nähert sich einem Grenzwert, der in Ramsar bei 50% liegt. Dieser Wert wird als obere Grenze in Tabelle 6-2 berücksichtigt.

Das spezifische Speichervolumen steigt ab 400 m^2 Kollektorfläche überproportional an, während der solare Deckungsanteil nur noch geringen Zuwachs verzeichnet. Die untere empfohlene Grenze wird so gewählt, dass der solare Deckungsanteil mindestens 20% beträgt. Erreicht schon die Anlage mit 50 m^2 Kollektorfläche einen höheren solaren Deckungsanteil, so wird diese Größe als untere Grenze eingesetzt. Wenn das spezifische Speichervolumen noch nicht in dem Bereich der exponentiellen Steigung liegt, wird ein höherer solarer Deckungsanteil zugelassen. In Ramsar sind dies 25 %.

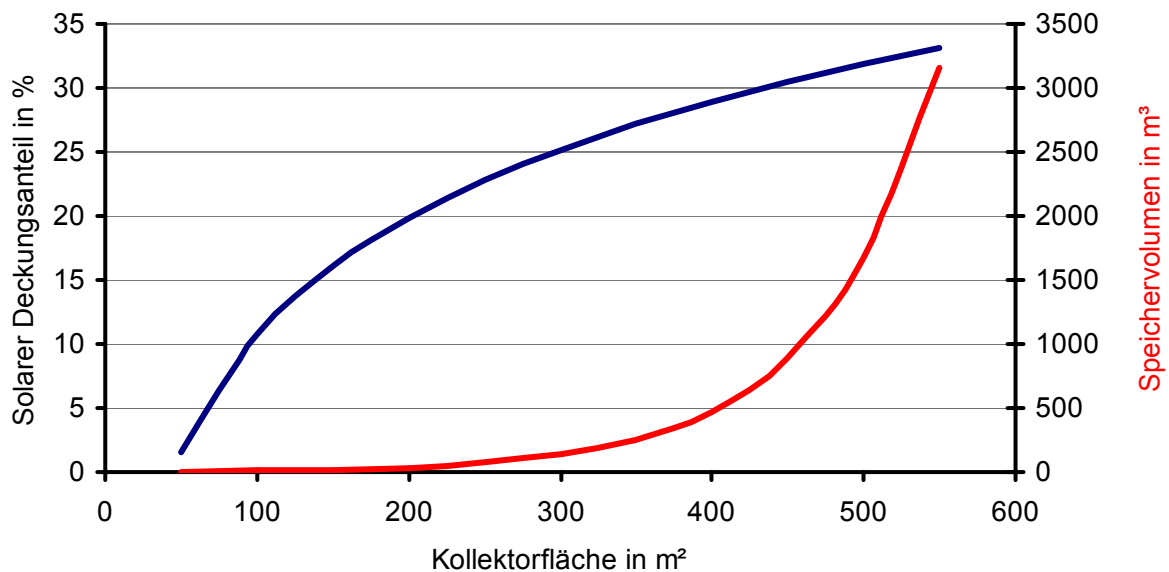


Abbildung 6-5: Dimensionierung der Solaranlage für Region I (Ramsar)

Für die anderen Standorte sehen die Kurven qualitativ gleich aus, allerdings weichen die Zahlenwerte teilweise stark ab. Folglich ergeben sich auch sehr unterschiedliche Dimensionierungsempfehlung (siehe Tabelle 6-2).

	Wärme- bedarfsart	Berlin	Ramsar Region I	Tabriz Region II	Shiraz Region III	Bandar-Abbas Region IV		Kerman Region V
Flachkollektor in m²/MWh		1,2-2,5	0,25 - 0,5	0,15 - 0,5	0,22 - 0,5	0,58 - 1	0,4 - 1	0,24 - 0,5
Speicher in m³ /m² Kollektorfläche		2-3	0,5 – 4	0,6 - 8	0,55 - 6	0,15- 3,8		0,58 - 4,5
	inkl. Kälte	-	-	5,4	1,6		1,7 - 2,0	2,1
Solarer Deckungsanteil in %		20-25 %	25–50 %	20-55 %	30-58 %	81-88 %		22-55 %
	inkl. Kälte	-	-	57%	50%		55 - 97%	67%

Tabelle 6-2: Empfehlungswerte zur Dimensionierung von Solaranlagen in unterschiedlichen Gebieten des Iran im Vergleich mit Berlin

Ramsar: In Ramsar besteht Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung. Für das betrachtete Objekt erreicht eine Solaranlage mit 0,25 m²/MWh Kollektorfläche und einem spezifischen Speichervolumen von 0,5 m³/m² Kollektor einen solaren Deckungsanteil von 25%. Eine Erhöhung des solaren Deckungsanteil kann durch Verdoppelung der Kollektorfläche bei gleichzeitiger Verachtfachung des spezifischen Speichervolumens, erreicht werden. Dann liegt der solare Deckungsanteil bei 50%.

Tabriz: Der Jahresgang der Außentemperatur in Tabriz ist im Vergleich zu Ramsar wesentlich ausgeprägter. Damit liegt der Wärmebedarf wesentlich höher, während im Sommer Kältebedarf besteht. Für die Deckung des Wärmebedarfs ergibt sich eine spezifische Kollektorfläche von 0,15 m²/MWh bei 0,6 m³/m² Speichervolumen. Diese Anlage würde einen solaren Deckungsanteil von 20% erreichen. Saisonale Speicherung würde wie in Ramsar 0,5 m²/MWh Kollektorfläche erfordern, allerdings bei einem spezifischen Speichervolumen von 8 m³/m². Wenn der Kältebedarf mit einer Absorptionskältemaschine gedeckt wird, verringert sich bei gleichbleibender Kollektorgröße das spezifische Speichervolumen auf 5,4 m³/m². Die im

Sommer angebotene Strahlung wird direkt zur Kälteerzeugung genutzt, die Gesamtanlage erreicht einen solaren Deckungsanteil von 57%.

Shiraz: Die Dimensionierung des Kollektorfeldes ist vergleichbar mit Ramsar. Ein saisonaler Speicher müsste allerdings mit $6 \text{ m}^3/\text{m}^2$ größer gewählt werden. Der solare Deckungsanteil liegt mit 30% und 58% (ohne bzw. mit saisonaler Speicherung) über den Werten, die in Ramsar erreicht werden. Ein wesentlicher Unterschied tritt bei Einsatz einer Absorptionskältemaschine zur Deckung des hohen sommerlichen Kältebedarfs auf. Dann verringert sich das spezifische Speichervolumen auf $1,6 \text{ m}^3/\text{m}^2$, der solare Deckungsanteil des Gesamtsystems liegt bei 50%.

Bandar-Abbas: In Bandar-Abbas besteht im Gegensatz zu allen anderen Standorten kein Heizwärmebedarf. Die Dimensionierung der Kollektoranlage auf den Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung ergibt eine spezifische Kollektorfläche von $0,58 \text{ m}^2/\text{MWh}$ mit $0,15 \text{ m}^3/\text{m}^2$ Speichervolumen. Damit wird ein solarer Deckungsanteil von 81% erreicht. Mit saisonaler Speicherung (spez. Kollektorfläche $1 \text{ m}^2/\text{MWh}$, Speichervolumen $3,8 \text{ m}^3/\text{m}^2$) lässt sich der solare Deckungsanteil um 7% Punkte auf 88% steigern. Wenn eine Absorptionskältemaschine den sommerlichen Kältebedarf deckt, werden mit $0,4$ bzw. $1 \text{ m}^2/\text{MWh}$ Kollektorfläche und $1,7$ bzw. $2 \text{ m}^3/\text{m}^2$ Speichervolumen solare Deckungsanteile von 55 bzw. 97% erreicht.

Kerman: Die klimatischen Verhältnisse und damit auch die Dimensionierung der Komponenten sind ähnlich wie in Shiraz. Allerdings führt der Übergang zur saisonalen Speicherung bei reiner Wärmebedarfsdeckung nicht zur gleichen Vergrößerung des Speichervolumens. Auch die Erhöhung des solaren Deckungsanteils fällt geringer aus. Im Fall der solaren Kühlung dagegen wird ein größeres spezifisches Speichervolumen benötigt. Das Gesamtsystem erreicht damit aber auch ein wesentlich höheren solaren Deckungsanteil (67%).

Diese Ergebnisse zeigen, dass die Dimensionierungsempfehlungen für Anlagen im Iran nicht nur bezüglich der Kollektorfeldgröße und des spezifischen Speichervolumens von den für Mitteleuropa bestehenden Empfehlungen abweichen. Auch der Einsatz saisonaler Speicher unterscheidet sich. Wenn nur Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung besteht, ist eine saisonale Speicherung nicht sinnvoll. Lediglich in Gebieten, in denen hoher sommerlicher Kältebedarf vorliegt, ist der Einsatz der saisonalen Speichern empfehlenswert.

6.6 Nahwärmesysteme

Aufgrund der strukturellen Stadtentwicklung im Iran kommen im Bereich der Wärmeversorgung lediglich Nahwärmesysteme in Frage, die mit den traditionell individuellen Wärmeversorgungen konkurrieren müssen. Die Vorteile der Nahwärmesysteme liegen bei der geringeren Investition und der höheren Effizienz der Energiewandlung, dem gleichmäßigen Bedarf, den zentralen Speichern (und dadurch geringerer Investitionen und Energieverlusten) und einem zentralen, kompetenten Betreiber. Demgegenüber stehen Nachteile auf den Gebieten der Netzkosten und -verluste, der geringeren Flexibilität und der höheren Vorlauftemperaturen.

Es gibt grundsätzlich drei verschiedene Arten von Nahwärmeversorgungsnetzen:

Ein Vier-Leiter-System besteht aus zwei unabhängigen Rohrsystemen, wobei das eine zur Heizwärmelieferung und das andere zur Trinkwarmwasserversorgung benutzt wird. Die Rücklaufleitung des Trinkwassernetzes entspricht also dem Zirkulationsrücklauf. Die Warmwasserbereitung findet zentral für alle Gebäude in der Heizzentrale statt. Der Vorteil des Vier-Leiter-Systems liegt zum einen darin, dass das Heizwassernetz über das gesamte Jahr mit gleitender Vorlauftemperatur gefahren bzw. in den Sommermonaten abgeschaltet werden kann. Zum anderen ist beim Vier-Leiter-Netz das Trinkwasser mit der für ein solares Nahwärmeversorgungssystem sehr günstigen niedrigen Vorlauftemperatur in der Heizzentrale verfügbar. Dadurch kann das Kollektorfeld mit einem besseren Wirkungsgrad betrieben werden als bei der Verwendung eines Zwei-Leiter-Netzes.

Ein Drei-Leiter-System besteht aus drei Rohrsystemen, wobei eine Rohrleitung je nach Bedarf als Hin- oder Rückleitung genutzt wird. Dies hat zum einen den Vorteil, eine Rohrleitung einzusparen, ist andererseits aber regelungstechnisch aufwendiger (vgl. [159]).

Ein Zwei-Leiter-System besitzt jeweils einen gemeinsamen Vor- und Rücklauf für die Heizwasser- bzw. Trinkwasserversorgung. Die Erwärmung des Trinkwassers erfolgt dezentral in den Gebäuden über einen Wärmeübertrager. Vorteilhaft an einem Zwei-Leiter-System sind auch die durch die halbe Rohrlänge geringeren Netzverluste. Dagegen muss das Zwei-Leiter-System ganzjährig mit einer relativ hohen Mindesttemperatur betrieben werden, um die Warmwasserbereitung zu gewährleisten.

Meliß et. al [160] untersuchten die verschiedenen Netzvarianten mittels eines dynamischen Simulationsprogramms (TRNSYS). Sie kommen zu der Schlussfolgerung, dass eine generelle Übertragbarkeit der obigen Vergleiche auf Nahwärmenetze nicht möglich ist, da die Rahmenbedingungen wie z.B. dezentrale Speichermöglichkeiten (Platzbedarf), Wärmebedarf, hydraulische Gegebenheiten und insbesondere das Nutzerprofil berücksichtigt werden müssen. Trotzdem zeigt die Studie die Tendenz, dass der Einsatz eines Zwei-Leiter-Netzes sowohl wirtschaftlich als auch energetisch vorteilhafter ist.

Ein Zwei-Leiter-System findet sich eher in einem Versorgungsgebiet mit größeren Versorgungseinheiten (z.B. Mehrfamilienhäuser, Geschosswohnbauten), da dort nur wenige Hausübergabestationen benötigt werden. Der Preisvorteil der halbierten Rohrlänge fällt hier stärker ins Gewicht. Ein Vier-Leitersystem ist meist für Versorgungsgebiete mit vielen kleinen Versorgungseinheiten (z.B. Einfamilienhäuser) günstiger, in dem viele einzelne Hausübergabestationen benötigt werden.

Eine zusätzliche Variationsmöglichkeit gibt es bei einem Zwei-Leiter-Netz bezüglich der Trinkwassererwärmung. Statt in einem dezentralen Trinkwasserspeicher kann es auch durch einen leistungsstarken Wärmeübertrager erwärmt werden (Abbildung 6-6). Dies führt zu einer weiteren Kostenreduktion und kann außerdem die Mindesttemperatur des Netzes dadurch reduzieren, denn nur bei trinkwasserführenden Speichern muss der Speicherinhalt zur Vorsorge gegen Legionellenbefall einmal am Tag auf 60 °C erhitzt werden.

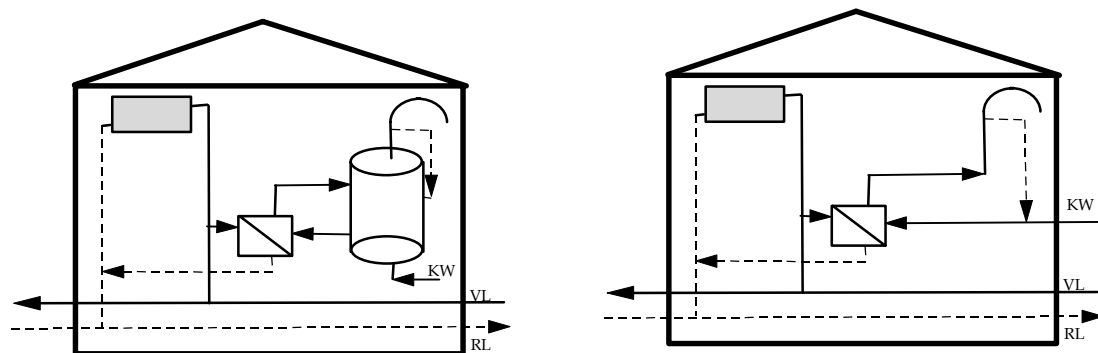


Abbildung 6-6: Zwei-Leiter-Netz mit Speicher bzw. mit Durchlauferhitzer

Zusammenfassung:

Die Auslegung und Dimensionierung konventioneller Anlagen, wie BHKW, Kälteanlagen und Nahwärmesysteme, erfolgt analog der in Europa üblichen Berechnungsverfahren. Im Bereich der solaren Energienutzung müssen klimatische Aspekte sowohl für die Erzeugung als auch die Speicherung berücksichtigt werden.

7. Energieversorgungskonzepte für Siedlungen im Iran -

Fallbeispiele

Durch eine rasche Entwicklung der Verstädterung in den 60er Jahren wurde die Problematik der Energieversorgung auch für die Stadtplanung relevant. In einer Studie über Flächennutzungsplanung im Iran kommt Schafii [161] zu der Schlussfolgerung, dass:

- das Land keine Landesplanung oder Regionalplanung hat,
- keine präzisen Baugesetze existieren,
- die Stadtverwaltungen, die die Flächennutzungspläne in der Realität umsetzen müssen, wenig finanzielle Mittel, kaum Experten und kaum technische Möglichkeiten haben,
- durch die Zentralisierung im Iran die Problematik der Energieversorgung verschärft wird.

Dadurch wurden die Stadtflächen durch unkontrolliertes Bauen oft um ein Vielfaches größer als geplant, zudem ist die akute Nachfrage nach Wohnraum noch nicht gedämpft. Diese nicht existierende Stadtplanung führt zu einer gleichfalls fehlenden regulierenden Energieversorgungsplanung. Es ist also sowohl in technisch-planerischer als auch wirtschaftlich-politischer Hinsicht keine Erfahrung mit Nah- oder Fernwärmenutzung oder der Kraft-Wärme bzw. Kraft-Wärme-Kälte-Technik vorhanden.

Mit Hilfe der Fallbeispiele wird ein Energieversorgungssystem für einen fiktiven Stadtbezirk (1000 Einwohner) konzipiert. Oberste Priorität bei der Konzeption und der Betriebsweise der Anlagen ist die gesicherte Deckung des Wärme-, Kälte- und Strombedarfs des Versorgungsobjekts.

Daher ist die Ermittlung der Bedarfscharakteristik des betreffenden Objektes die Grundlage für die weitere Einsatzplanung. Die Charakteristik des Wärmebedarfs für die Raumheizung ist vor allem von der Außentemperatur, der Sonneneinstrahlung und dem Wind, von der Bauweise des Versorgungsobjektes sowie von den Komfortansprüchen und Gewohnheiten der Benutzer abhängig. Im Bereich der Raumwärme lässt sich der Wärme- bzw. Kältebedarf durch Simulation relativ sicher bestimmen [89]. Dies gilt jedoch nicht für den Warmwasserbedarf, der sich der Simulationstechnik entzieht. Hier ist man auf Messungen oder Erfahrungswerte angewiesen.

Die Bildung eines fiktiven Charakters in dieser Arbeit ist in sofern notwendig, da keine konkreten Versorgungsobjekte mit den entsprechenden Basisdaten vorhanden sind. Bei den einzelnen Bedarfsarten werden unterschiedliche jahres- und tageszeitliche Verläufe angesetzt, wobei jeweils eine Unterteilung nach Werktagen und Wochenenden getroffen wird.

Da im Iran, wie schon in Kapitel 2.1 erwähnt, unterschiedliche klimatische Bedingungen herrschen, werden für die bestimmten Gebiete typische Charakteristika ermittelt.

7.1 Gebiets- und Siedlungsauswahl

Insgesamt werden fünf Städte berücksichtigt, die je eine der naturräumlichen Großeinheiten (s. 2.1) repräsentieren. Die Städte geben im großen und ganzen die Rahmenbedingungen der genannten Großeinheiten wieder: Ramsar (I), Tabriz (II), Shiraz (III), Bandar-Abbas (IV) und Kerman (V). Ländliche Gebiete werden nicht betrachtet.

In den letzten 20 Jahre wurden in Ballungsgebieten verstärkt Hochhäuser und große Zeilenbauten ähnlich der Plattenbauweise der damaligen Ostblockländer gebaut. Daher besteht die zu untersuchende fiktive Siedlung aus Mehrfamilienhäusern mit 1000 Einwohnern. Die Grunddaten der Gebäude entsprechen dem Plattenbau WBS 70, Typ MEL B0509 [162]. Der

Typ WBS 70 mit 40 Wohnungen, einer durchschnittlichen Wohnfläche von 60 m² und einer durchschnittlichen Belegung von 3 Personen pro Wohnung entspricht fast den iranischen Neubauverhältnissen. Die gesamte Wohnfläche aller Wohnungen beträgt 2384 m². Da für alle Standorte die gleiche fiktive Bebauung betrachtet wurde, hängt der Energiebedarf allein von den klimatischen Bedingungen ab. Die Ergebnisse lassen sich gut miteinander vergleichen. Weitere Gebäudedaten sind in Anhang 1 dargestellt.

Im untersuchten Fall des WBS70-Wohngebäudes wird für die Wohnflächen eine Solltemperatur von 21°C ohne Nachtabsenkung vorgesehen, Kellerräume und Treppenhaus werden nicht beheizt. Aus diesen Teilbereichen wird die effektive mittlere Gebäudeinnentemperatur ermittelt. Als Maximaltemperatur für die Innentemperatur ab der abgelüftet bzw. gekühlt wird, wird 28°C vorgegeben.

Der Bedarf an Heizwärme und Kälte wird durch das Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES berechnet.

Der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung resultiert aus dem mittleren Warmwasserverbrauch pro Kopf und Tag und der mittleren jährlichen bzw. monatlichen maximalen und minimalen Umgebungstemperatur gerechnet. Die so generierten monatlichen Werte werden mit Hilfe des „Verbrauchertyps mit Monatsvorgaben“ (s. Abschnitt 4.1.1) auf Stundenwerte verteilt.

Für den Strombedarf wird der durchschnittliche jährliche Pro Kopf-Bedarf aus der vorhandenen statistischen Daten ermittelt und anhand charakteristischer, normierter Messdaten auf die Monate verteilt. Die Monatswerte werden wiederum mit Hilfe des „Verbrauchertyps mit Monatsvorgaben“ und gemessenen, typischen Tageslastgängen in Stundenwerte umgewandelt.

7.2 Energiebedarf

Heizwärme- und Kältebedarf: Die Ermittlung des Wärme- bzw. Kältebedarfs erfolgt unter Berücksichtigung der Gebäude- und Klimadaten der jeweiligen Auswahlgebiete durch das Gebäudesimulationsprogramm PRAXOGES. Als Beispiel werden die monatliche Ergebnisse aus PRAXOGES für ein Hochhaus in Ramsar (GröÙeinheit I) in Tabelle 7-1 dargestellt.

Monat	Innere Quellen	Transmission	Lüftung	Einstrahlung	Wärmebedarf	Kühlbedarf
Jan	5,2	15,2	17,1	11,6	18,1	0,0
Feb	4,7	16,1	17,9	8,1	23,1	0,0
Mär	5,2	13,0	14,1	6,4	16,8	0,0
Apr	5,0	7,5	8,1	5,8	4,2	0,0
Mai	5,2	5,3	5,7	6,4	0,0	0,0
Jun	5,0	5,8	6,6	6,8	0,0	0,5
Jul	5,2	4,4	5,0	6,8	0,0	1,6
Aug	5,2	4,7	5,3	7,6	0,0	2,9
Sep	5,0	6,0	7,2	7,9	0,0	0,4
Okt	5,2	7,7	8,3	8,7	0,8	0,0
Nov	5,0	9,8	10,3	8,6	5,6	0,0
Dez	5,2	15,8	17,6	12,0	17,5	0,0
Summe	61,3	111,3	123,2	96,6	86,0	5,4

Tabelle 7-1: Monatlicher Wärme- und Kühlbedarf (in MWh) eines WBS 70 Plattenbaus (40 Wohnungen à 60 m²) in Ramsar

Nach der Einbeziehung der typischen Tageslastgänge in die Rechenalgorithmen von PRAXOGES/GOMBIS werden die stündlichen Werte aus dem simulierten täglichen Heizenergiebedarf (Abbildung 7-1) ermittelt. Hierfür werden die in der VDI 2067 Teil 7 [52] typischen Tagesgänge (s. Anhang 2) zugrunde gelegt. Analog zum Heizenergiebedarf wird der durch PRAXOGES errechnete Kältebedarf durch zwei typische Tagesgänge – für sechs Werktage und einen Wochenendtag - in stündliche Werte umgewandelt (s. Anhang 2).

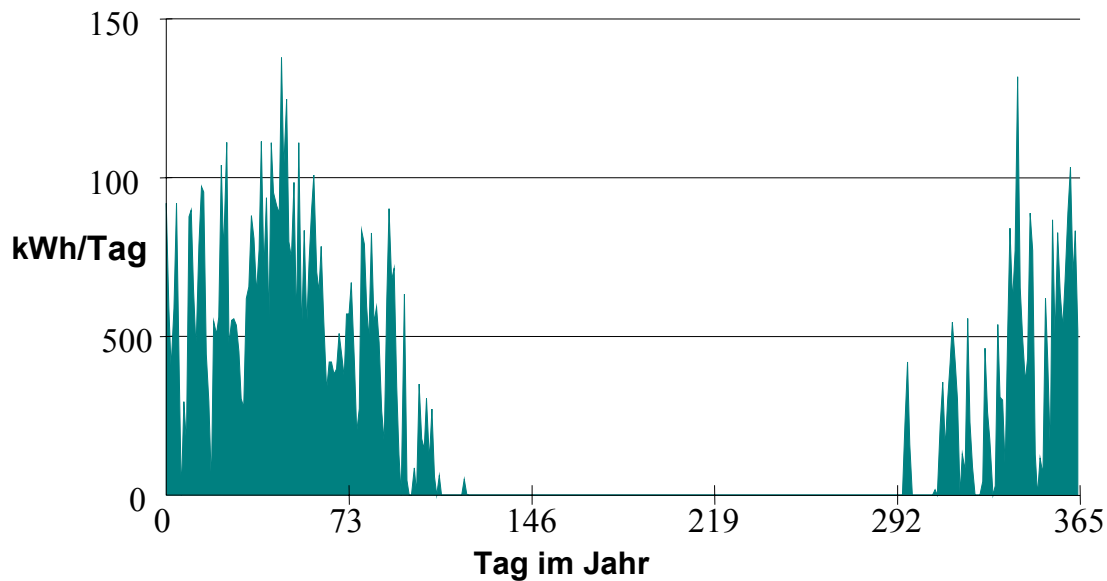


Abbildung 7-1: Simulierter täglicher Heizenergiebedarf eines WBS 70 Plattenbaus (40 Wohnungen à 60 m²) in Ramsar

Warmwasserbedarf

Der Warmwasserbedarf für Wohnungen in einem Mehrfamilienhaus in Deutschland (Belegung mit 3,5 Personen) liegt bei durchschnittlich 70 Liter/Tag (60°C) [163]. In dieser Arbeit wird vom selbem mittleren Warmwasserbedarf - 20 Liter/Tag (60°C) und Person - ausgegangen. Der tatsächlich bestehende Warmwasserbedarf unterliegt jedoch sowohl stündlichen als auch jahreszeitlichen Schwankung. Die jahreszeitliche Bedarfsschwankung hängt stark von Kaltwassertemperatur und Umgebungstemperatur ab.

Durch die bekannte mittlere jährliche bzw. monatliche maximale und minimale Umgebungstemperatur [99], kann die mittlere monatliche Kaltwassertemperatur wie folgt abgeschätzt werden [164]:

$$T_{KW} = \bar{T}_{U,Jahr} + 2 \left(1 - \cos \frac{(2 \cdot n_M - 1) \cdot \pi}{12} \right) \quad (7-1)$$

mit $\bar{T}_{U,Mon.} = \frac{T_{Max,Mon.} - T_{Min,Mon.}}{2}$

Damit ergibt sich für die Städte Ramsar, Tabriz, Shiraz, Bandar-Abbas und Kerman der in Abbildung 7-2 dargestellte Verlauf der Kaltwassertemperatur.

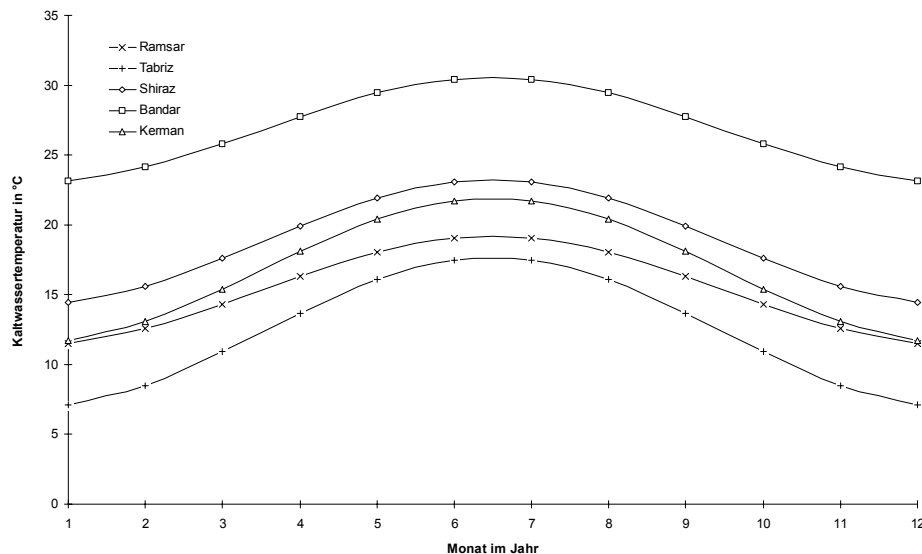


Abbildung 7-2: Berechneter Verlauf der Kaltwassertemperatur

Bezogen auf die genannten Kaltwassertemperaturen kann der monatliche Warmwasserbedarf ermittelt werden. Danach wird er mit Hilfe zweier typischer Tagesgänge (s. Anhang 2) auf den stündlichen Warmwasserbedarf umgerechnet.

Strombedarf

Aus dem Stromverbrauch und der Zahl der Stromanschlüsse im Bereich Haushalt [23] und der Einwohnerzahl [165,166] für fünf ausgewählte Städte im Jahr 2000 wurden die jährlichen Pro-Kopf-Verbräuche errechnet und in Tabelle 7-2 dargestellt. Der hohe Stromverbrauch in Bandar-Abbas wird durch den hohen Kältebedarf und ineffiziente Kühlanlagen verursacht. Alleine die vier Haushaltsgeräte – Kühlschrank, Kleine Kompressionskältemaschine, Verdunstungskühlanlage und Waschmaschine – beanspruchen etwa 16,2 % (2366 MW) der Spitzenleistung des gesamten iranischen Netzes im Jahr 1996 [20]. Der Stromverbrauch in Ramsar dagegen kann auf einen vergleichsweise hohen Lebensstandard zurückgeführt werden. Der durchschnittliche Strombedarf Pro-Kopf und Jahr für alle Haushalte im Iran liegt bei 476,2 kWh. Wie Tabelle 7-2 zeigt, liegt der Stromverbrauch in allen betrachteten Städten über diesem Wert.

	Stromverbrauch	Stromanschluss	Einwohnerzahl	Jährlicher Pro-Kopf-Verbrauch
	in MWh	Zahl	Personen	kWh/Per. und Jahr
I-Ramsar	36870	19726	36750	1003,3
II-Tabriz	658351	293220	1088985	604,6
III-Shiraz	697966	302154	965117	723,2
IV-Bandar-Abbas	847527	86661	249504	3396,8
V-Kerman	254967	119409	311643	818,1
Gesamt, Haushalt	29714256	12510000	62400000	476,2

Tabelle 7-2: Jährlicher Haushaltsstromverbrauch Pro-Kopf

Der jährliche Strombedarf nach sozialen Haushaltstypen in Deutschland wird in [167] zwischen 1097,5 und 1305 kWh/Jahr und für einen durchschnittlichen Haushalt mit 1017,6 kWh/a angegeben. Da der Strombedarf hauptsächlich von benutzten Haushaltsgeräten abhängig ist und der iranische Bedarf besonderes in Großstädten zum europäischen Bedarf tendiert, wird in dieser Fallstudie für alle genannten naturräumlichen Größeneinheiten unabhängig von dem

klimatischen und sozialen Verhältnissen ein mittlerer Strombedarf von 1000 kWh/a angenommen.

Für die Stromtagesgänge werden Messungen aus dem Iran herangezogen. Dabei wurde festgestellt, dass die Tageslastgänge des Stromverbrauchs von Jahreszeiten abhängig sind [20]. Mit Hilfe der jahreszeitlichen Lastgänge wird zuerst der jährliche Strombedarf in monatlichen Bedarf aufgeteilt. Danach wird er mit Hilfe vier typischer Tagesgänge (s. Anhang 2) auf den stündlichen Strombedarf umgerechnet.

Die Tabelle 7-3 gibt einen Überblick über den monatlichen Energiebedarf in fünf Städten im Iran.

	Strom	Ramsar			Tabriz			Shiraz			Bandar-Abbas			Kerman		
		Wärmebedarf		Kälte	Wärmebedarf		Kälte	Wärmebedarf		Kälte	Wärmebedarf		Kälte	Wärmebedarf		Kälte
		WW	Heizen		WW	Heizen		WW	Heizen		WW	Heizen		WW	Heizen	
Jan	88,2	50,0	180,6	0	54,6	352,3	0	49,8	250,7	0	38,0	0,0	0	47,0	186,3	0
Feb	79,6	42,3	231,2	0	45,9	297,3	0	41,8	173,7	0	32,0	0,0	0	39,6	113,3	0
Mrz	88,2	41,6	167,6	0	44,6	203,8	0	40,6	97,6	0	31,1	0,0	16	38,6	85,6	0
Apr	77,2	34,7	41,6	0	36,8	39,3	0	33,3	12,9	0	25,6	0,0	83	31,8	1,8	0
Mai	79,8	31,1	0,0	0	32,6	22,1	0	29,4	0,0	1	22,7	0,0	142	28,3	0,0	17
Jun	77,2	27,6	0,0	5	28,7	0,0	6	25,8	0,0	76	20,0	0,0	212	24,9	0,0	99
Jul	90,5	28,5	0,0	16	29,7	0,0	27	26,7	0,0	113	20,6	0,0	236	25,8	0,0	177
Aug	90,5	31,1	0,0	29	32,6	0,0	44	29,4	0,0	99	22,7	0,0	237	28,3	0,0	161
Sep	87,6	34,7	0,0	4	36,8	0,0	4	33,3	0,0	15	25,6	0,0	166	31,8	0,0	29
Okt	81,2	41,6	8,1	0	44,6	1,1	0	40,6	12,4	0	31,1	0,0	105	38,6	0,0	0
Nov	78,5	45,3	56,2	0	49,2	122,4	0	44,8	27,0	0	34,2	0,0	54	42,4	39,0	0
Dez	81,2	50,0	175,1	0	54,6	371,9	0	49,8	225,9	0	38,0	0,0	0	47,0	217,6	0
Summe in MWh	1000	458,4	860,3	54	490,6	1410,1	81	445,1	800,2	304	341,3	0,0	1251	423,9	643,5	483
Max. Leistung in kW	163	1087		60	1577		91	1136		234	174		491	955		367

Tabelle 7-3: Überblick über den monatlichen Energiebedarf in fünf repräsentativen Städte im Iran

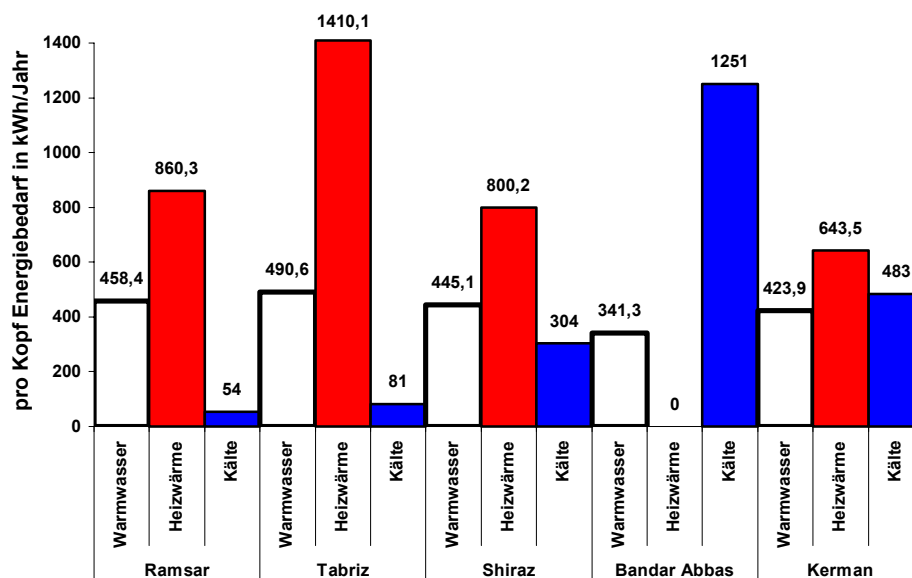


Abbildung 7-3: Jährlicher Pro-Kopf-Energiebedarf in fünf repräsentativen Städten im Iran

7.3 Kosten

Leistungsabhängige Kosten: Die leistungsabhängigen Kosten setzen sich aus den kapitalgebundenen Kosten sowie den festen Betriebskosten, die für Bedienung und Instandhaltung anfallen, zusammen. Die festen Betriebskosten sind unabhängig von der Laufzeit und Auslastung der Anlage. Sie werden in Prozent pro Jahr, bezogen auf die Investitionssumme abgeschätzt. Eine exakte Ermittlung der Investitionskosten ist nur über detaillierte Angebote unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Randbedingungen möglich. Für überschlägige vergleichende Betrachtungen, wie sie im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt werden, kann auf spezifische Preisangaben zurückgegriffen werden. Dabei erweist sich eine Unterteilung nach folgenden Komponentengruppen sinnvoll:

- Kesselanlagen: Kessel einschließlich Feuerung und aller zum Betrieb erforderlichen Einrichtungen,
- BHKW-Anlagen: BHKW-Aggregate mit allen zum Betrieb erforderlichen Zusatzkomponenten,
- Solarfeld: Kollektorfelder, inkl. Montage und Verrohrung ohne Planung,
- PV-Feld: PV-Module, inkl. Montage und Montagematerial, Wechselrichter, Akku, Schaltschrank,
- Kälteanlage: Absorptions- bzw. Kompressionskältemaschine mit allen zum Betrieb erforderlichen Zusatzkomponenten,
- Heizzentrale: Netzpumpen und Regelung, Speicher und Dämmung, Sanitäranschluss, Montagematerial sowie Montage und Einbindung verbindender Rohrleitungen,
- Verteilernetz: Brennstoffversorgung, Sammelnetz, Hausübergabestationen,
- Gebäude: Grundstück und Bebauung, Schornsteineinrichtung einschließlich Gebäudetechnik.

Für die spezifischen Investitionskosten der einzelnen Komponentengruppen wurde ein logarithmischer Ansatz in Abhängigkeit von dem Absolutwert der installierten Leistung (P , $\dot{Q}$, P_{Peak}) bzw. der Fläche gewählt⁹. Tabelle 7-4 enthält die verwendeten Zusammenhänge.

Komponentengruppe	spezifische Investitionskosten	Einheit
Kessel [168]	$828,2 - (85,8 \cdot \ln(\dot{Q}))$	DM/ kW _{th}
BHKW [89, 168]	$3410 - (285 \cdot \ln(P))$	DM/kW _{el}
Solarfeld [169, 170]	$642 - (28,6 \cdot \ln(A_{\text{Koll}}))$	DM/A _{Koll.}
Solarspeicher [169, 171]	300	DM/m ³
PV-Anlage [172]	$21379 - (908,4 \cdot \ln(P_{\text{Peak}}))$	DM/P _{Peak}
Kälteanlage [173]	Hersteller Angebot	
Heizzentrale-Bauteil [168]	$173,3 - (18,35 \cdot \ln(\dot{Q}))$	DM/ kW _{th}
Erdgasversorgung [169]	6000	DM
Sammelnetz [169]	200	DM/m
Hausübergabestation [169]	10000	DM/St.
Gebäude	5000	DM

Tabelle 7-4: Spezifische Investitionskosten einer mittelgroßen Anlage zur Nahwärme- Kälteversorgung

⁹ Da die Arbeit 1994 begonnen und im wesentlichen 2000 abgeschlossen wurde, basieren alle wirtschaftlichen Untersuchungen auf der Deutschen Mark (DM) als Währung. Eine Umrechnung in Euro erfolgte nicht, kann aber für alle Werte mit dem Faktor €= 1,95583 DM durchgeführt werden. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen werden von einer Umrechnung nicht berührt.

Die gesamten Investitionskosten werden unter Berücksichtigung der notwendigen jährlichen Mindestverzinsung in mittlere jährliche Kapitalkosten über den Betrachtungszeitraum umgewandelt. Unterschiedliche technische Lebenszeiten der Komponenten werden berücksichtigt.

Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfordern Angaben zur erwarteten Nutzungsdauer der Komponenten. Richtwerte für diese rechnerische Nutzungsdauer von technischen Komponenten sind in Tabelle 7-5 dargestellt.

Anlagenkomponente	Rechnerische Nutzungsdauer in Jahren		Wartung/Instandhaltung in % der Investition pro Jahr	
	Deutschland [52, 169, 173]	Iran Abschätzung	Deutschland [52, 169, 173]	Iran Abschätzung
Motor Aggregat	15	15	3 bis 9	9
Kessel	20	20	1	1
Solaranlagen	20	20	1	1
PV-Anlagen	15	15	1	1
Kälteanlagen	15	15	3	3
Solarspeicher	30	30	1	1
Mess- und Regeltechnik	12	10	3	4
Pumpen	18	15	2	2
Elektrische Einbindung	30	30	2	2
Hausübergabestation	30	25 – 30	2	1
Nahwärmenetz	30	25 – 30	2	1,5
Personalkosten	Anlagen kleiner 2 MW _{th}		3 bis 4	0,5
Verwaltungskosten			1 bis 2	0,5

Tabelle 7-5: Rechnerische Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten und Kosten der Wartung und Instandsetzung der Anlagen

Die Kosten für Wartung und Instandsetzung der Anlagen wurden als Prozentsatz der Anfangsinvestition angesetzt. Die Werte orientieren sich an den in Deutschland gängigen Werten (s. Tabelle 7-5).

Darüber hinaus entstehen Personalkosten für die Beaufsichtigung, Bedienung und Betriebsführung der Anlage. Der Aufwand hängt insbesondere von der Größe der Anlage und den Ansprüchen an die Versorgungssicherheit ab. Nach [168, 169] kann für eine erste Beurteilung von spezifischen Personalkosten bei großen Anlagen von ca. 1 %, bei kleineren Anlagen von ca. 3 - 4 % (bezogen auf die gesamte Investitionssumme ohne Bauteil) ausgegangen werden. In der Modellrechnung wurden 1 % angesetzt.

Es erwies sich als unmöglich, verlässliche Daten zu Verwaltungs-, Personal oder zu den durchschnittlichen Wartungskosten im Iran zu finden, da nur sehr wenige BHKW in Betrieb sind. Deshalb wurden die in Deutschland üblichen Kosten und Schätzwerte für den Iran übernommen. Daher können die angegebenen Werte in Tabelle 7-5 nur als sehr grobe Schätzungen gelten.

Arbeitsabhängige Kosten (Variable Kosten)

Die arbeitsabhängigen Kosten umfassen im wesentlichen die Brennstoffkosten und die arbeitsabhängigen Wartungskosten der Anlagen, soweit diese noch nicht über die leistungsabhängigen Kosten als Prozentsatz der Investition erfasst wurden. Zeitliche Entwicklungen werden über den Diskontierungsfaktor berücksichtigt. Der Diskontierungsfaktor berücksichtigt die Preissteigerungsraten für den Leistungs- und Energiebezug bzw. die Einspeisung. In den Berechnungen wurde von jeweils gleichen Steigerungsraten bei Erdgas und Strompreisen in Höhe von 10% p.a. ausgegangen (s. Abschnitt 2.3).

Die spezifischen Energiepreise sind sehr stark von Nutzungsarten und Verbrauchersektoren abhängig (s. Abschnitt 2.3). Dies trifft insbesondere für die Leistungs- und Arbeitskosten des Strombezugs und der Stromlieferung zu. Eine entsprechende Angabe ist auch nicht in Form

von Richtwerten oder Bandbreiten möglich. Für die Berechnungen wurden die in Tabelle 7-6 zusammengefassten durchschnittlichen Preise aus [23] und [3] angesetzt.

	Gaspreis		Strompreis	
	mit Subvention	ohne Subvention	mit Subvention	ohne Subvention
Haushalt	50 Rial/m ³	72 Rial/m ³ [3]	58,3 Rial/kWh	357,3 Rial/kWh
	1,5 DM/MWh	2,16 DM/MWh	16,6 DM/MWh	101,7 DM/MWh
Kraftwerke	18 Rial/m ³	72 Rial/m ³	-	-
	0,54 DM/MWh	2,16 DM/MWh	-	-

Tabelle 7-6: Gas- und Strompreise im Iran nach Verbrauchersektoren mit und ohne Subvention

Im Iran besteht keine Regelung der Stromeinspeisevergütung. Daher wurden für die Vergütung der Netzeinspeisung Arbeitspreise angesetzt. Leistungsbereitstellung wurde in der Vergütung nicht berücksichtigt.

7.4 Energiebereitstellung (Szenarien und Variationsrechnung)

Unter Berücksichtigung der durch die Bedarfscharakteristik (Stundenauflösung) bestimmten Anforderung lässt sich die Einsatzmöglichkeit von Kraft-Wärme-Kälte-Technologie sowie Nutzung der Solarenergie realisieren. Für jedes Gebiet werden drei bzw. vier Szenarien (Energiekonzepte) betrachtet. Die Anlagenkomponenten der verschiedenen Szenarien werden nach den in Abschnitt 6 beschriebenen Methoden ausgewählt, dimensioniert und die jeweilige Betriebsweise festgelegt. Die Basisszenarien (Ist-Zustand) sehen reine Wärmebedarfsdeckung über mehrere Kleinkesselanlagen und Vollstrombezug aus dem Stromnetz vor. Der Kältebedarf wird durch mehrere kleine Verdunstungskühlanlagen gedeckt. Die Basisszenarien enthalten Kälteanlagen, die in ihrem Stromverbrauch und ihrer Leistung den Verdunstungskühlanlagen im Iran entsprechen.

Erlaubt der Kältebedarf mehr als 1000 Volllaststunden im Jahr (bezogen auf die Spitzenleistung), werden in den Alternativszenarien zentrale Kältenetze an Stelle der Verdunstungskühlanlagen berücksichtigt. Die Art der Kälteerzeugung (AKM, KKM oder beides) ist nicht festgelegt, sondern hängt von der Jahresdauerlinie des Kältebedarfs ab.

Für die Wärme bzw. Stromversorgung wird in jedem Alternativszenario nur eine Technologie (Solarenergienutzung, KWK oder KWKK) berücksichtigt. Die Auslegung der solarthermischen Anlagen erfolgt nach den in Abschnitt 6.5 ermittelten Anhaltswerten. Die Betriebsführung der BHKW erfolgt ausschließlich nach dem Wärmebedarf. Die Anzahl und die Leistung der BHKW-Module werden zunächst nach der in Abschnitt 6.1 beschriebenen Methode berechnet. Anschließend werden geeignete Module aus der in GOMBIS enthaltenen Datenbank gewählt. Speicherung oder Notkühlung der BHKW werden nicht berücksichtigt. Die verbleibende Spitzenleistung wird durch gasbetriebene Kessel gedeckt. Die Stromerzeugung durch PV-Anlagen oder BHKW wird, nach Abzug des Energiebedarfs der Heizzentrale in Höhe von 3% der Bruttostromerzeugung, zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt. Leistungsüberschuss wird an das Netz abgegeben, Leistungsdefizit aus dem Netz gedeckt.

7.4.1 Klimaregion I (Ramsar)

In Ramsar besteht für sieben Monate im Jahr Heizwärmebedarf, während der vier Sommermonate muss gekühlt werden. Im Basisszenario werden insgesamt 1087 kW Wärmeleistung, 60 kW Kälteleistung und 163 kW elektrische Leistung benötigt (Abbildung 7-4). Der Kältebedarf zeichnet sich durch relativ hohe Spitzenleistung und insgesamt geringe Kältearbeit aus. Die daraus resultierende geringe Menge an Volllaststunden (900 h) spricht gegen eine zentrale Kälteversorgung.

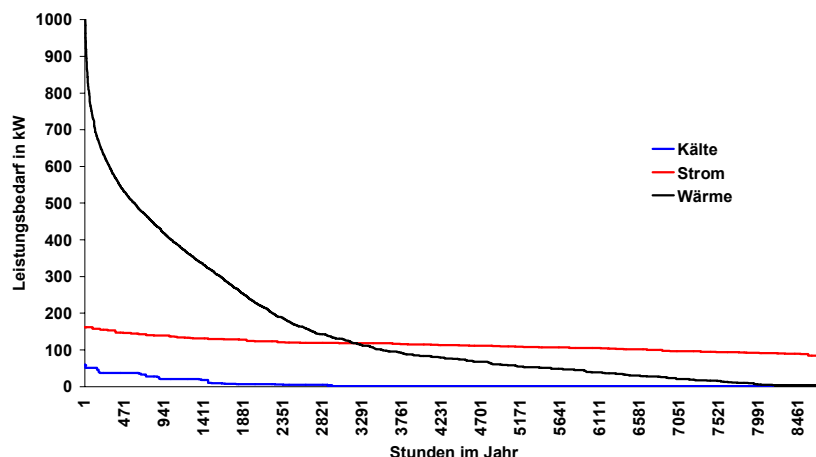


Abbildung 7-4: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Ramsar

Die beiden Alternativszenarien betrachten thermische Solarenergienutzung und Kraft-Wärme-Kopplung (Tabelle 7-7). In diesen Fällen wird ein Nahwärmenetz mit der entsprechenden Infrastruktur (Erdgasversorgung, Sammelnetz, Hausübergabestationen und Technikgebäude) erforderlich.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2
Wärme	Heizkessel: 1100 kW	Heizkessel: 1310 kW Solaranlage: Flachkollektoren 350 m ² , Speicher 175 m ³	Heizkessel: 1310 kW BHKW: 165,9 kW _{el} , 247,3 kW _{th} , Teillastgrenze 20%
Kälte	Verdunstungskühlanlagen: 60 kW	Verdunstungskühlanlagen: 60 kW	Verdunstungskühlanlagen: 60 kW
Strom	Strombezug aus dem Netz: 163 kW	Strombezug aus dem Netz: 163 kW	Strombezug aus dem Netz und Eigenstromerzeugung
Nahwärmenetz	nein	Ja	Ja

Tabelle 7-7: Szenarien für Klimaregion I (Ramsar)

Die Installation eines Nahwärmenetzes führt zu zusätzlichen Wärmeverlusten und damit in den beiden Alternativszenarien zu einem etwas höheren Wärmebedarf. Zusätzlich erhöht sich auch der Strombedarf um den für den Betrieb der Pumpen, Regelung und Armaturen erforderlichen Betrag (Abbildung 7-7).

Die thermische Solaranlage wurde nach Tabelle 6-2 für den Gesamtwärmebedarf von 1358,7 MWh/a mit 0,5 m²/MWh/a ausgelegt. Mit 350 m² Kollektorfläche und von 175 m³

Speichervolumen deckt die Solaranlage 27,3% des Gesamtwärmebedarfs und spart damit jährlich 342 MWh Erdgas ein (Abbildung 7-5). Für die Erhöhung des Deckungsanteils auf 50% werden über 700 m² Kollektorfläche und 700 m³ Speichervolumen benötigt. Mit den Rahmenbedingungen aus dem Programm Solarthermie 2000 sollte mit 500 m² Kollektorfläche und 150 m³ Speichervolumen der gesamte Wärmebedarf gedeckt sein (s. auch Abbildung 6-3). Der Unterschied resultiert aus den verbraucherabhängigen Tageslastgängen. Im Vergleich zu den konstanten Tageslastgängen, wie sie in Abbildung 6-3 angenommen wurden, führen sie zu einer Minderung des solaren Deckungsanteils. Dieser Verringerung lässt sich auch durch die Vergrößerung des Speichervolumens nicht auffangen.

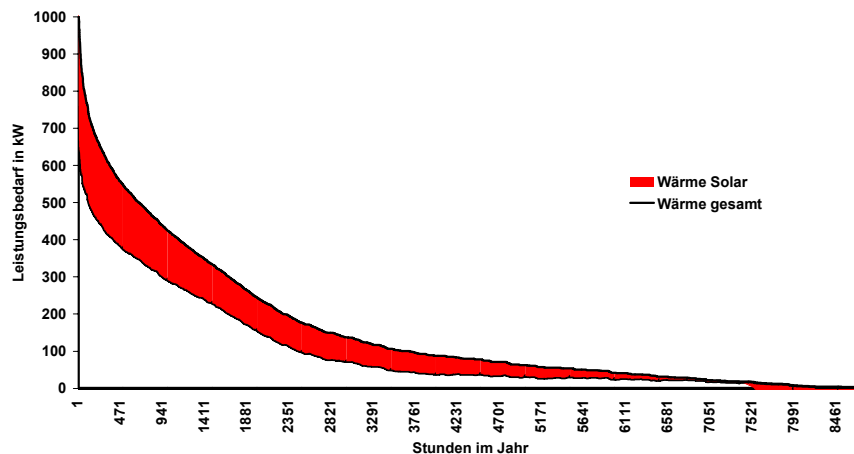


Abbildung 7-5: Anteilige Deckung des Wärmebedarfs durch eine Solaranlage

Das BHKW erzeugt in jährlich 3635 Volllaststunden 898,7 MWh Wärmeenerzeugung und deckt damit 64,9% des Wärmebedarfs (Abbildung 7-6). Dabei werden insgesamt 602,9 MWh Strom erzeugt, von denen 75 MWh in das Netz eingespeist werden. Von den 1166,9 MWh Strombedarf (inkl. 125,7 MWh Strom für Kälte) liefert das BHKW 51,6%. Dafür fällt ein Mehrverbrauch von 819 MWh Erdgas an. Der Strombezug aus dem Netz beträgt 639 MWh.

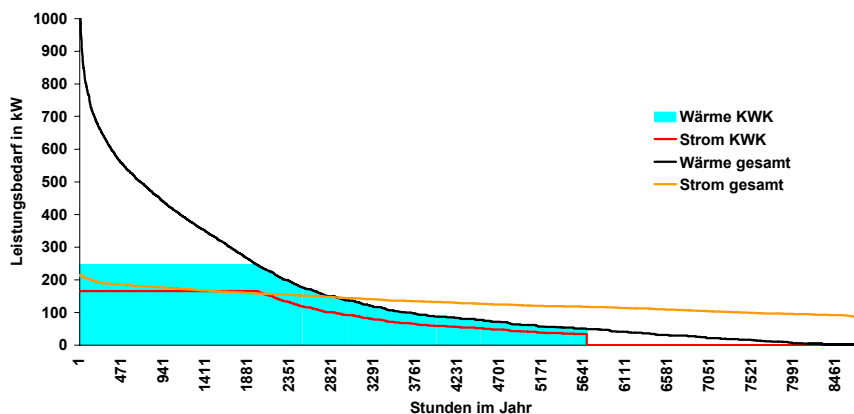


Abbildung 7-6: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW

In Abbildung 7-7 wird der jährliche Energiebedarf der verschiedenen Szenarien dargestellt, die dazugehörige Energiebereitstellung zeigt die Abbildung 7-8.

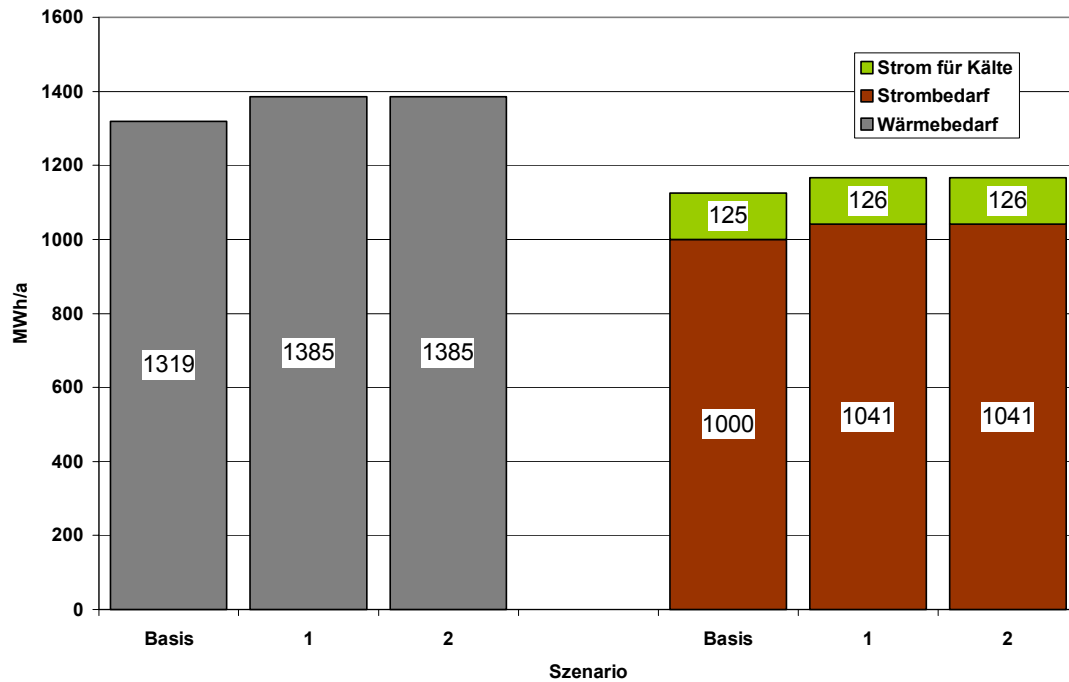


Abbildung 7-7: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario1) und KWK (Szenario2)

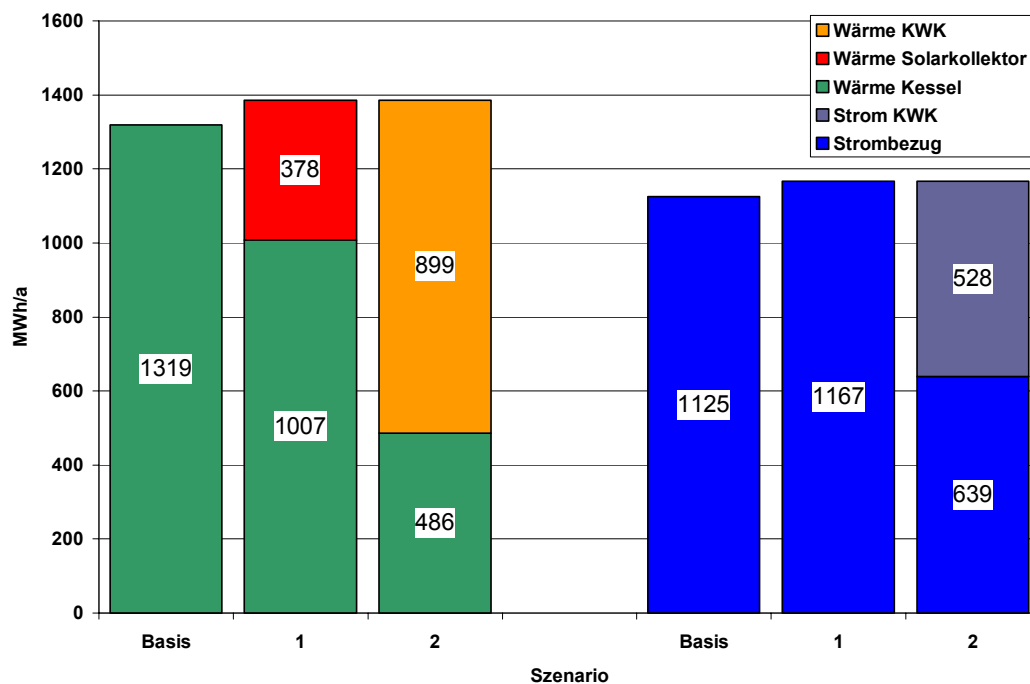


Abbildung 7-8: Energiebereitstellung für Klimaregion I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario1) und KWK (Szenario2)

Kostenbilanz aus der Sicht des Endverbrauchers

In allen drei Szenarien wird von einem Kapitalzinssatz von 10% ausgegangen. Wie Tabelle 7-8 zu entnehmen ist, steigen durch die Nutzung der Solarenergie die Wärmegestehungskosten von 29,87 DM/MWh auf 79,01 DM/MWh. In diesem Szenario liegen die Solarwärmegestehungskosten mit 80,13 DM/MWh nahe an diesen Wärmegestehungskosten. Dies bedeutet, dass die eigentlichen Mehrkosten durch die kapitalintensive Nutzung der Solarenergie verursacht wurden. Trotzdem kommen sie - bei gleicher Anlagengröße - aufgrund der anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht in die Nähe der in Abbildung 6-3 ermittelten solaren Wärmegestehungskosten von etwa 500 DM/MWh.

In zweiten Szenario - Einsatz eines BHKW – steigen die Wärmegestehungskosten auf 104,64 DM/MWh und die Stromgestehungskosten auf 124,52 DM/MWh. Die Höhe der Wärme- und Stromgestehungskosten sind auf die Forderung der Versorgungssicherheit zurückzuführen. Die Gewährleistung der hundertprozentigen Deckung des Wärmebedarfs erfordert einen Heizkessel, der auch die Spitzenlast von 1310 kW liefern kann. Dieser Heizkessel erreicht jedoch nur eine Volllaststundenzahl von 370 Stunden im Jahr.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2
verbrauchsgebundenen Kosten	4.260 DM	4.436 DM	5.695 DM
betriebsgebundene Kosten	4.882 DM	14.870 DM	42.030 DM
Ausgaben gesamt	9.141 DM	19.306 DM	47.724 DM
Stromgutschrift	0 DM	0 DM	9.524 DM
Kältebereitstellung (117,52 DM/MWh)	6.346 DM	6.346 DM	6.346 DM
Wärmebereitstellung (29,87 DM/MWh)	39.393 DM	39.393 DM	39.393 DM
Einnahmen gesamt	45.739 DM	45.740 DM	55.263 DM
gesamte Kosten der Energiebereitstellung	62.335 DM	127.408 DM	161.097 DM
Wärmegestehungskosten (von 1.318,72 MWh)	29,87 DM/MWh	79,01 DM/MWh	104,64 DM/MWh
Kältegestehungskosten (von 54,00 MWh)	117,52 DM/MWh	122,58 DM/MWh	120,70 DM/MWh
Stromgestehungskosten	-	-	124,52 DM/MWh
Wert des eigenerzeugten KWK-Stromes	-	-	15,80 DM/MWh
Solarwärmegestehungskosten		80,13 DM/MWh	
Kapitalrücklaufzeit	-	30,0 a	115,8 a
Amortisationszeit	-	>100 a	>100 a

Tabelle 7-8: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1) und KWK (Szenario 2)

Kostenbilanz aus der Sicht eines Betreibers:

In die Kostenbilanz gehen neben den energetischen Daten die Preisregelungen für die Lieferung von Wärme, Kälte und gegebenenfalls Strom an den Endverbraucher sowie die Strompreisregelung für den Stromankauf des Betreibers vom Vorlieferanten (z.B. EVU) ein (siehe Abschnitt 5.2).

Die Tarifstruktur im Iran sieht keine Regelung für den Wärme- bzw. Kälteverkauf vor. Im Gegensatz zur europäischen Tarifstruktur enthält sie keine Kostendegression mit steigendem Verbrauch. Aufgrund der staatlichen Preisregulierung zahlen Kleinverbraucher geringere Preise als Großverbraucher und Zwischenhändler. Damit ist für einen Betreiber, der als Händler zwischen EVU und Verbraucher steht, kein wirtschaftlicher Geschäftsbetrieb möglich. Dies spiegelt sich in den Betreiberbilanzen aller drei Szenarien wider (Tabelle 7-9).

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2
Investition	308.000 DM	792.500 DM	873.000 DM
Einnahmen gesamt	19.469 DM	19.469 DM	20.715 DM
Ausgaben gesamt	62.335 DM	127.408 DM	162.342 DM
Jahresergebnis	-42.865 DM	-107.938 DM	-141.628 DM

Tabelle 7-9: Kostenbilanz aus der Sicht eines Betreibers für Region I (Ramsar), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1) und KWK (Szenario 2)

So muss der Betreiber in jedem Fall den Strom beim EVU zu einem höheren Preis einkaufen, als er beim Verkauf erzielen kann. Die Verluste nehmen also mit dem Umsatz zu. In den Alternativszenarien muss der Betreiber zusätzlich die kapitalgebundenen Kosten und die Betriebskosten der Solaranlage bzw. des BHKW decken. In Szenario 1 steigen damit die jährlichen Verluste auf das 2,5fache des Basisszenarios. Beim Einsatz eines BHKW liegen die jährlichen Verluste aufgrund der hohen Betriebskosten (Wartung und Instandsetzung) bei mehr als dem 3fachen des Basisszenarios.

Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU

Im Basisszenario verkauft das EVU dem Verbraucher Strom (unter anderem zur Kälteerzeugung) und Gas. Da die Stromgestehungskosten des EVU deutlich über den staatlich festgelegten Preisen liegen, muss das EVU für jede umgesetzte kWh Verluste hinnehmen. Das gleiche gilt auch für den Erdgashandel. Das EVU kann seine Verluste nur mindern, wenn es als Betreiber auftritt und andere Produkte (Wärme und Kälte) anbietet, für die keine staatliche Preisregelung existiert. Die Einnahmen für die Stromlieferung bleiben in jedem Fall gleich. Die Einnahmen aus Wärme- und Kälteverkauf dagegen variieren mit den angesetzten Preisen. Wenn das EVU die Verdunstungskühlanlagen betreibt, kann es als Kältepreis die Stromgestehungskosten ansetzen. Damit verbleibt der Wärmepreis als einzige Variable.

Unter der Vorgabe, dass für den Verbraucher die Gesamtkosten gleich bleiben, steigen die jährlichen Verluste des EVU um 70%, obwohl sich die Einnahmen verdreifacht haben.

Wenn auf der anderen Seite der Rohgewinn des EVU unverändert bleiben soll, steigen die jährlichen Gesamtkosten für den Verbraucher auf mehr als das Doppelte. Diese Kosten resultieren ausschließlich aus dem hohen Wärmepreis. Fast das gleiche Ergebnis wird erzielt, wenn der Rohgewinn der gleiche sein soll und der Verbraucher die Anlagen betreiben würde (Tabelle 7-10).

Szenario 1: Solarenergienutzung

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	20.855 DM	62.335 DM	130.717 DM	127.408 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	41.480 DM	109.862 DM	106.553 DM
Ausgaben gesamt	117.579 DM	227.442 DM	227.442 DM	227.442 DM
Rohgewinn	-96.725 DM	-165.107 DM	-96.725 DM	-100.034 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-68.382 DM	0 DM	-3.309 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	62.335 DM	62.335 DM	130.717 DM	127.408 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	68.382 DM	65.073 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		29,87 DM/MWh	81,73 DM/MWh	79,22 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		117,52 DM/MWh	117,52 DM/MWh	117,52 DM/MWh

Tabelle 7-10: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region I (Ramsar), Solarenergienutzung (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario

Bei dem Einsatz eines BHKW ergeben sich bei den ersten beiden Betrachtungsweisen (konstante Ausgaben für den Verbraucher bzw. konstanter Rohgewinn für das EVU) ähnliche Ergebnisse wie in Szenario 1. In der dritten Betrachtungsweise legt das EVU die Wärmegestehungskosten direkt auf den Verbraucher um. Der resultierende Wärmepreis steigt auf das 3,5fache im Vergleich zum Basisszenario (Tabelle 7-11).

Szenario 2: KWK-Nutzung

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	20.855 DM	62.335 DM	113.869 DM	161.097 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	41.480 DM	93.014 DM	140.242 DM
Ausgaben gesamt	117.579 DM	210.594 DM	210.594 DM	210.594 DM
Rohgewinn	-96.725 DM	-148.259 DM	-96.725 DM	-49.497 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-51.535 DM	0 DM	47.228 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	62.335 DM	62.335 DM	113.869 DM	161.097 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	51.535 DM	98.763 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		29,87 DM/MWh	68,95 DM/MWh	104,77 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		117,52 DM/MWh	117,52 DM/MWh	117,52 DM/MWh

Tabelle 7-11: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region I (Ramsar), KWK-Nutzung (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario

Die staatliche Tarifpolitik im Iran führt dazu, dass die Energie nicht kostendeckend erzeugt werden kann. Die Verluste verbleiben zur Zeit bei den Energieversorgungsunternehmen. Wenn die EVU Blockheizkraftwerke mit - wiederum subventioniertem - Erdgas betrieben und einsetzt, könnten sie die Verluste verringern. Eine andere Möglichkeit ist die Weitergabe der Kosten an die Verbraucher durch Wärme- und Kälteverkauf.

Zusammenfassung:

Der Tageslastgang des Wärmebedarfs hat einen großen Einfluss auf die Dimensionierung der thermischen Solaranlagen. Unter Annahme einer gleichmäßig über den Tag verteilten Last können mit weniger Kollektorfläche und kleinerem Speicher ein höherer solarer Deckungsanteil erreicht werden, als bei einem realen Tageslastgang. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Iran führen trotzdem dazu, dass die solaren Wärmegestehungskosten weit unter den in Deutschland erzielbaren Werten liegen. Im Vergleich zum Szenario mit Solarenergienutzung, liegen in der Region Ramsar sowohl Wärme- als auch Stromgestehungskosten bei Einsatz von KWK weit höher. Die Rolle eines Betreibers in der Funktion eines Händlers zwischen Erzeuger und Verbraucher ist in keinem Szenario wirtschaftlich darstellbar. In den weiteren Betrachtungen wird daher diese Sichtweise nicht mehr berücksichtigt.

7.4.2 Klimaregion II (Tabriz)

Genau wie in Ramsar besteht in Tabriz acht Monate im Jahr Heizwärmebedarf und 4 Monate Kältebedarf. Insgesamt werden 1900 MWh Wärme (Spitzenlast 1577 kW) und 81 MWh Kälte (Spitzenlast 91 kW) benötigt. Auf die Spitzenlast ausgelegte Kessel und Kälteerzeuger erreichen 1205 bzw. 890 Volllaststunden im Jahr. Der Strombedarf schwankt innerhalb des Jahres nur geringfügig um 160 kW (s. Abbildung 7-9).

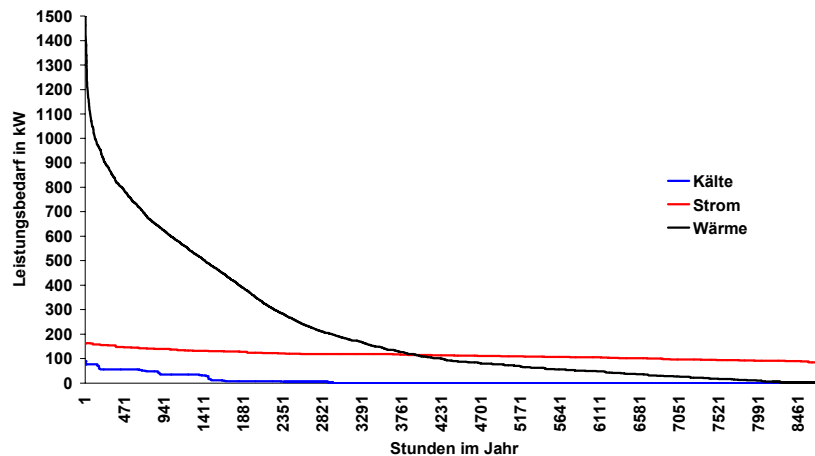


Abbildung 7-9: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Tabriz

Im Basisszenario wird wie in allen anderen Basisszenarien Wärme- und Kältebedarf durch konventionelle Anlagen (Heizkessel bzw. Verdunstungskühlanlagen) gedeckt. Die erforderliche Leistung wird jeweils durch mehrere Maschinen gedeckt, ein Nahwärmenetz ist nicht vorhanden. Als Varianten werden Solarenergienutzung, Einsatz von KWK sowie Nutzung von Photovoltaik betrachtet. Die Eckwerte des Basisszenarios und der Alternativen sind in Tabelle 7-12 zusammengefasst. Die Dimensionierung der Solaranlage erfolgte ebenfalls nach Tabelle 6-2.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Wärme	Heizkessel: 1600 kW	Heizkessel: 1860 kW Solaranlage: Flachkollektoren 300 m ² , Speicher 150 m ³	Heizkessel: 1860 kW BHKW: 206 kW _{el} , 333 kW _{th} , Teillastgrenze 20%	Heizkessel: 1860 kW
Kälte	Verdunstungskühlanlagen: 100 kW	Verdunstungskühlanlagen: 100 kW	Verdunstungskühlanlagen: 100 kW	Verdunstungskühlanlagen: 100 kW
Strom	Strombezug aus dem Netz: 163 kW	Strombezug aus dem Netz: 163 kW	Strombezug aus dem Netz und Eigenstromerzeugung durch BHKW	Strombezug aus dem Netz und PV-Anlage: Modul-Nennleistung: 120 W, Modulfläche: 1,11 m ² , Modulzahl: 1000
Nahwärmenetz	Nein	Ja	Ja	Nein

Tabelle 7-12: Szenarien für Klimaregion II (Tabriz)

In Szenario 1 und 2 tritt aufgrund des Wärmenetzes ein leicht erhöhter Wärmebedarf von 1957 MWh auf (s. Abbildung 7-12). Die Solaranlagen in Szenario 1 (Solarenergienutzung) decken davon 21% und sparen so im Vergleich zum Basisszenario 372 MWh Brennstoff ein (s. Abbildung 7-13). In Szenario 2 liefern die BHKW 60,8% der Wärme (s. Abbildung 7-10) und erzeugen dabei 736,8 MWh Strom. Von diesem Strom werden 178 MWh in das Netz eingespeist, der Rest deckt 58,8% des Strombedarfs. Insgesamt entsteht in Szenario 2 im Vergleich zum Basisszenario ein Mehrverbrauch von 985 MWh Erdgas.

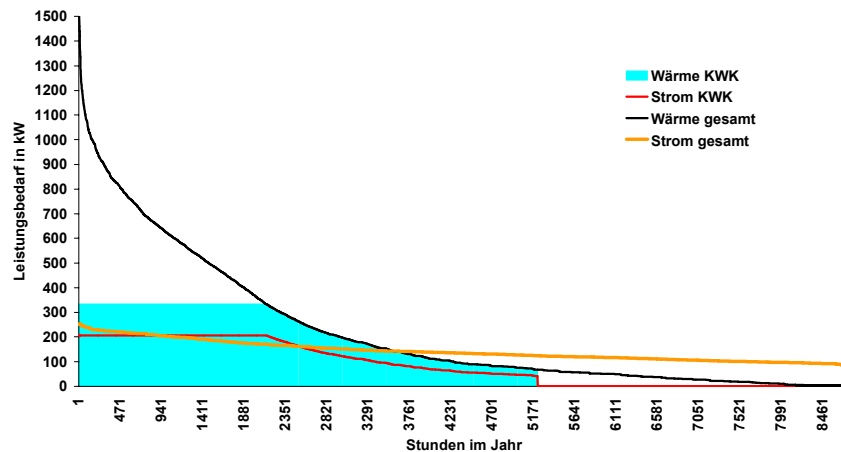


Abbildung 7-10: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW

In Szenario 3 erzeugen 1110 m² Photovoltaik (1000 Module a 1,11 m², Nennleistung je Modul 120 W_p) 243,1 MWh elektrische Energie und decken damit 20,4% des Strombedarfs. 2,9 MWh werden nicht direkt verbraucht, sondern ins Netz eingespeist (s. Abbildung 7-11).

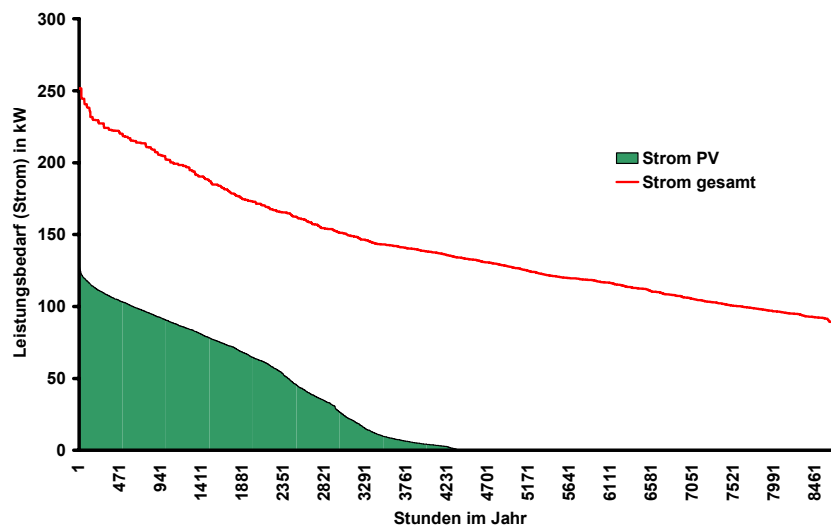


Abbildung 7-11: Jahresdauerlinie Strombedarf und Strombereitstellung durch PV-Anlage

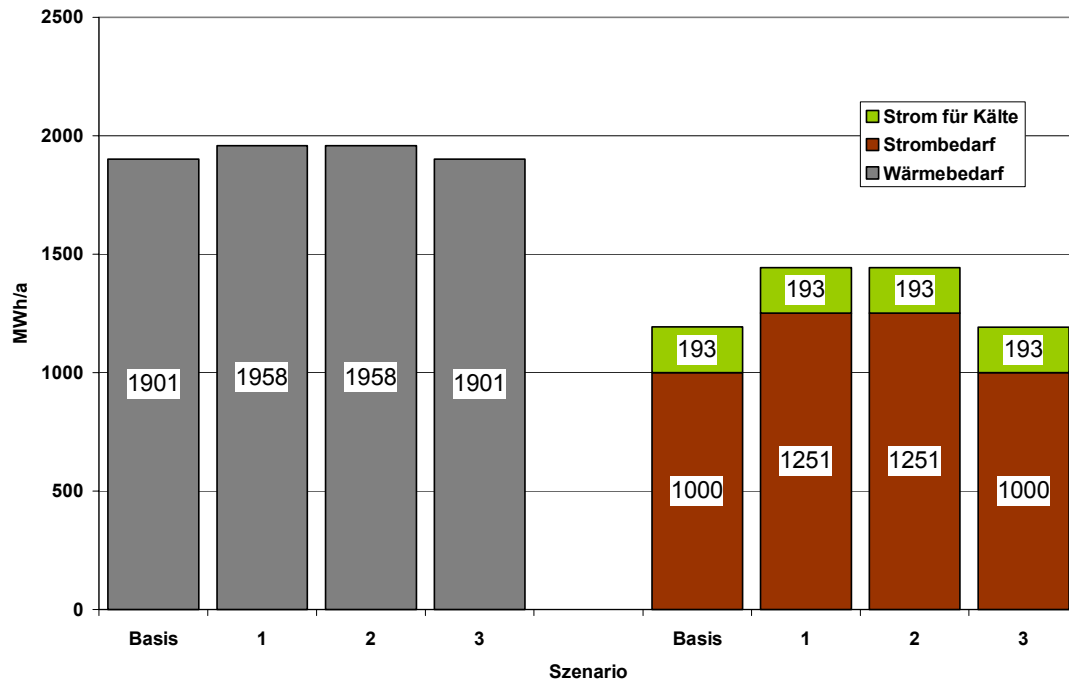


Abbildung 7-12: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion II (Tabriz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3)

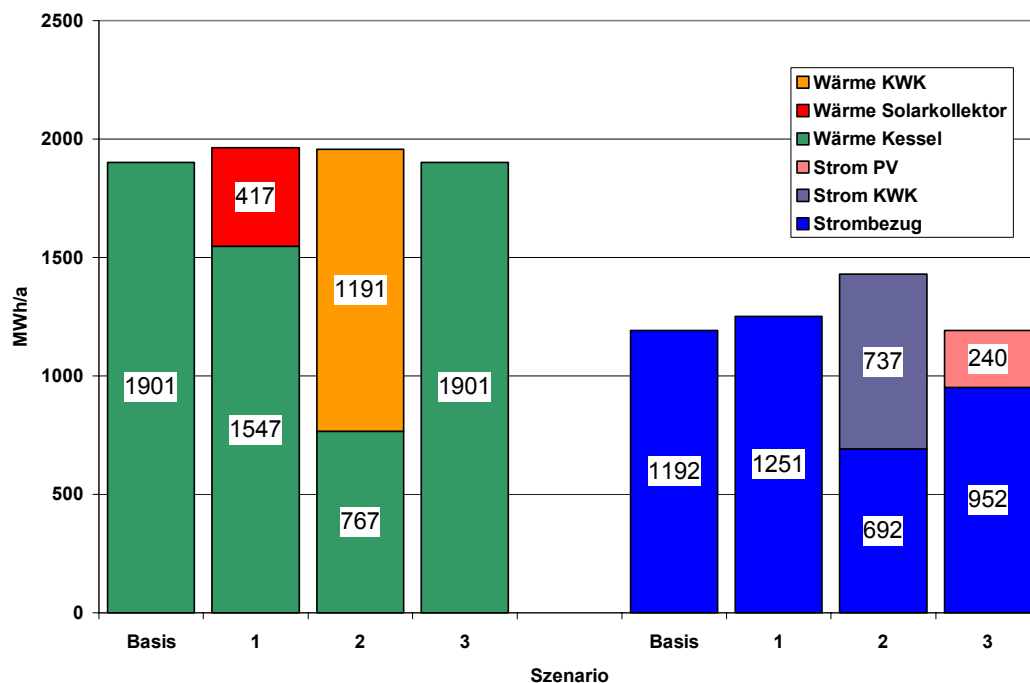


Abbildung 7-13: Energiebereitstellung für Klimaregion II (Tabriz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht des Endverbrauchers

Im Vergleich zu Ramsar treten für Szenario 1 (Solarenergienutzung) deutlich geringere Wärmegestehungskosten auf. Aber auch in Tabriz sind diese Wärmegestehungskosten durch die Solaranlagen dominiert. Die Kapitalrücklaufzeit liegt mit 23 Jahren leicht über der zu erwartenden Lebensdauer der Komponenten. Die wirtschaftliche Betrachtung in Szenario 2 (KWK) stellt sich für Tabriz ähnlich wie in Ramsar dar. Aufgrund hoher bereitzustellender Leistung zur Deckung der Spitzenlast liegen die Gestehungskosten von Wärme, Strom und Kälte sehr hoch, die Kapitalrücklaufzeit liegt in keinem Fall unter der zu erwartenden Lebensdauer der einzelnen Anlagen. Anders stellt sich die Situation in Szenario 3 dar. Die Kapitalrücklaufzeit der Gesamtinvestition beträgt 28,6 Jahre. Die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage fallen zwar mit 353,9 DM/MWh sehr hoch aus, fallen aber aufgrund des geringen solaren Anteils am Gesamtenergiebedarf kaum ins Gewicht. Tabelle 7-13 fasst die wirtschaftlichen Eckwerte der Szenarien zusammen.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ausgaben gesamt	12.392 DM	22.552 DM	57.170 DM	25.892 DM
Einnahmen gesamt	58.902 DM	59.064 DM	70.317 DM	62.937 DM
gesamte Kosten der Energiebereitstellung	75.497 DM	138.460 DM	188.885 DM	163.801 DM
Wärmegestehungskosten (von 1.900,68 MWh)	25,57 DM/MWh	58,30 DM/MWh	85,10 DM/MWh	28,57 DM/MWh
Kältegestehungskosten (von 81,00 MWh)	127,09 DM/MWh	131,99 DM/MWh	130,12 DM/MWh	134,81 DM/MWh
Stromgestehungskosten			122,23 DM/MWh	353,90 DM/MWh
Wert des eigenerzeugten KWK-Stromes			15,49 DM/MWh	16,60 DM/MWh
Solarwärmegestehungskosten		63 DM/MWh		
Kapitalrücklaufzeit	-	23,0 a	77,7 a	28,6 a
Amortisationszeit	-	>100 a	>100 a	>100 a

Tabelle 7-13: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region II (Tabriz), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und PV-Nutzung (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU

Die Kostenbilanz des EVU wird ebenfalls in drei Varianten betrachtet. Der vorgegebene Wärme- und Kältepreis der ersten Rechenvariante deckt sich mit den Gestehungskosten des Basisszenarios. Die Preise der Rechenvarianten 2 und 3 bezeichnen die Wärmepreise, wie sie unter den jeweils angestrebten Randbedingungen (gleicher Rohgewinn, bzw. gleiche Verluste, Rechenvariante 2; gleicher Rohgewinn, wenn das EVU die Anlagen an Stelle des Nutzers betreibt) anzusetzen wären. Strom- und Kältepreis werden konstant gehalten.

Szenario 1: Solarenergienutzung

Der real ansetzbare Wärmepreis beim Wechsel vom Basisszenario zu Solarenergienutzung liegt zwischen 58,51 und 61 DM/MWh. Um also die Investition und den Betrieb der zusätzlichen Anlagen zu decken muss das EVU den Wärmepreis mehr als verdoppeln (Tabelle 7-14).

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	22.792 DM	75.659 DM	143.213 DM	138.460 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	52.867 DM	120.421 DM	115.668 DM
Ausgaben gesamt	125.574 DM	245.994 DM	245.994 DM	245.994 DM
Rohgewinn	-102.782 DM	-170.336 DM	-102.782 DM	-107.534 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-67.554 DM	0 DM	-4.752 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	75.497 DM	75.659 DM	143.213 DM	138.460 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		162 DM	67.716 DM	62.963 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		25,57 DM/MWh	61,00 DM/MWh	58,51 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		127,09 DM/MWh	127,09 DM/MWh	127,09 DM/MWh

Tabelle 7-14: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region II (Tabriz), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 2: KWK

Die Preisentwicklung für den Kunden stellt sich ähnlich wie bei Solarenergienutzung dar. Allerdings besteht noch eine deutliche Differenz zwischen Rechenvariante 2 und 3. Ein Nutzer, der ein BHKW selber betreibt, würde (bei konstanten Strom- und Kältepreisen) auf Wärmegestehungskosten von 85,23 DM/MWh kommen, während das EVU nur bei 55,21 DM/MWh liegt. Der Grund sind die unterschiedlichen Gastarife, die für das EVU deutlich günstiger gestaltet sind (s. Tabelle 7-6). Es lohnt sich also für einen Nutzer nicht, selber ein BHKW zu betreiben.

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	22.792 DM	75.497 DM	131.833 DM	188.885 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	52.705 DM	109.041 DM	166.093 DM
Ausgaben gesamt	125.574 DM	234.614 DM	234.614 DM	234.614 DM
Rohgewinn	-102.782 DM	-159.117 DM	-102.782 DM	-45.729 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-56.336 DM	0 DM	57.052 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	75.497 DM	75.497 DM	131.833 DM	188.885 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	56.336 DM	113.388 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		25,57 DM/MWh	55,21 DM/MWh	85,23 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		127,09 DM/MWh	127,09 DM/MWh	127,09 DM/MWh

Tabelle 7-15: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region II (Tabriz), Nutzung der KWK (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 3: PV-Nutzung

Der Wärmepreis in Rechenvariante 2 und 3 spiegelt die erhöhten Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage wider. Da der Strompreis festgelegt ist, kann das EVU die Mehrkosten nur mit einer Erhöhung des Wärmepreises auffangen. Obwohl die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage mehr als das 20fache des Strompreises betragen, fällt die erforderliche Erhöhung des Wärmepreises genauso hoch aus wie bei Szenario 1 und 2. Der Grund ist wieder der kleine Anteil des Solarstromes am Gesamtenergiebedarf.

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Kunde die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	22.792 DM	75.497 DM	143.115 DM	163.801 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	52.705 DM	120.323 DM	141.009 DM
Ausgaben gesamt	125.574 DM	245.897 DM	245.897 DM	245.897 DM
Rohgewinn	-102.782 DM	-170.400 DM	-102.782 DM	-82.096 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-67.618 DM	0 DM	20.686 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	75.497 DM	75.497 DM	143.115 DM	163.801 DM
Kostenänderung für den Verbrauchern		0 DM	67.618 DM	88.304 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		25,57 DM/MWh	61,15 DM/MWh	72,03 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		127,09 DM/MWh	127,09 DM/MWh	127,09 DM/MWh

Tabelle 7-16: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region II (Tabriz), Nutzung der PV (Szenario 3) im Vergleich zum Basisszenario

Zusammenfassung:

In Tabriz bleibt als einziges Alternativszenario der Einsatz eines BHKW, das direkt vom den EVU betrieben wird. Das EVU profitiert in diesem Fall von der Tarifstruktur im Iran, die für EVU höhere Subventionen des Gaspreises beinhaltet als für Endverbraucher. In allen anderen Alternativszenarien liegt der Kapitalrücklaufzeit deutlich über der Lebensdauer der Komponenten.

7.4.3 Klimaregion III (Shiraz)

In Shiraz werden insgesamt 1245 MWh Wärme (Spitzenlast 1136 kW) und 304 MWh Kälte (Spitzenlast 234 kW) benötigt. Auf die Spitzenlast ausgelegte Kessel und Kälteerzeuger erreichen 1096 bzw. 1300 Volllaststunden im Jahr. Der Strombedarf liegt wie bei allen anderen Regionen bei 1MWh/a (Spitzenlast 163 kW).

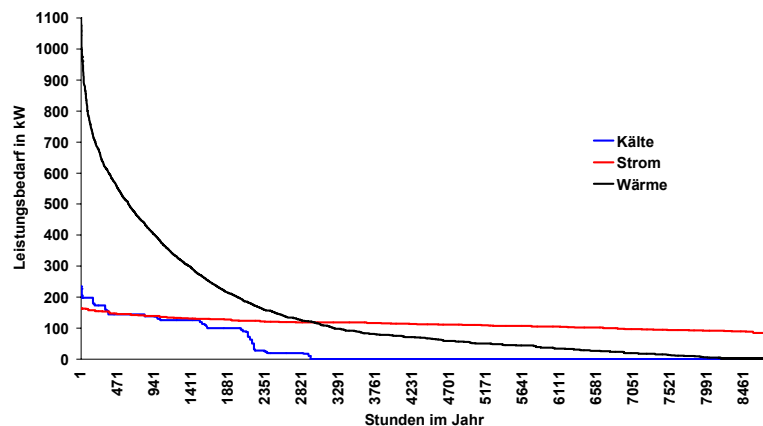


Abbildung 7-14: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Shiraz

Im Basisszenario werden wie in allen anderen Basisszenarien Wärme- und Kältebedarf durch konventionelle Anlagen (Heizkessel bzw. Verdunstungskühlanlagen) gedeckt. Die erforderliche Leistung wird jeweils durch mehrere Maschinen gedeckt, ein Nahwärmenetz ist nicht vorhanden. Die Verdunstungskühlanlagen benötigen 586 MWh Strom im Jahr. Insgesamt ist der Kältebedarf mehr als dreimal zu hoch wie in den Regionen I und II. Dazu kommt die höhere Volllaststundenzahl. Diese beiden Gegebenheiten machen es sinnvoll, eine zentrale Kälteversorgung einzurichten. In allen drei Alternativszenarien werden die Verdunstungskühlanlagen durch Kompressionskältemaschinen in Verbindung mit einem Kältenetz ersetzt. In der ersten Variante (Szenario 1) wird zur Wärmeversorgung ein Heizkessel mit einer Leistung von 1310 kW mit einer Solaranlage (300 m² Flachkollektoren und 150 m³ Speichervolumen) kombiniert. Als zweites und drittes Szenario werden der Einsatz von KWK sowie Nutzung von Photovoltaik betrachtet. Die Eckwerte des Basisszenarios und der Alternativen sind in Tabelle 7-17 zusammengefasst. Die Dimensionierung der Solaranlage erfolgte nach Tabelle 6-2.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Wärme	Heizkessel: 1200kW	Heizkessel: 1310kW Solaranlage: Flachkollektoren 300 m ² , Speicher 150 m ³	Heizkessel: 1310kW BHKW: 206 kW _{el} , 333 kW _{th} , Teillastgrenze 20%	Heizkessel: 1310kW
Kälte	Verdunstungskühl- anlagen: 250kW	Kompressionskälte- maschine: 270 kW _{Kälte} , 56,8 kW _{el}	Kompressionskälte- maschine: 270 kW _{Kälte} , 56,8 kW _{el}	Kompressionskälte- maschine: 270 kW _{Kälte} , 56,8 kW _e
Strom	Strombezug aus dem Netz	Strombezug aus dem Netz	Strombezug aus dem Netz und Eigenstromerzeu- gung durch BHKW	PV-Anlage: Modul- Nennleistung 120 W, Modulfläche 1,11 m ² , Modulzahl 1000
Nahwär- menetz	Nein	Ja	Ja	Ja
Kälte- netz	Nein	Ja	Ja	Ja

Tabelle 7-17: Szenarien für Klimaregion III (Shiraz)

Die Solaranlage in Szenario 1 (Solarenergienutzung) deckt 32,9% des gesamten Wärmebedarfs und spart so im Vergleich zum Basisszenario 395 MWh Brennstoff ein. Das Klima in Shiraz führt dazu, dass die monatlich durch die Solaranlage bereitgestellte Energiemenge über das Jahr vergleichsweise konstant ist. In den Sommermonaten Mai bis September besteht ausschließlich Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung, der vollständig von der Solaranlage gedeckt wird (Abbildung 7-18).

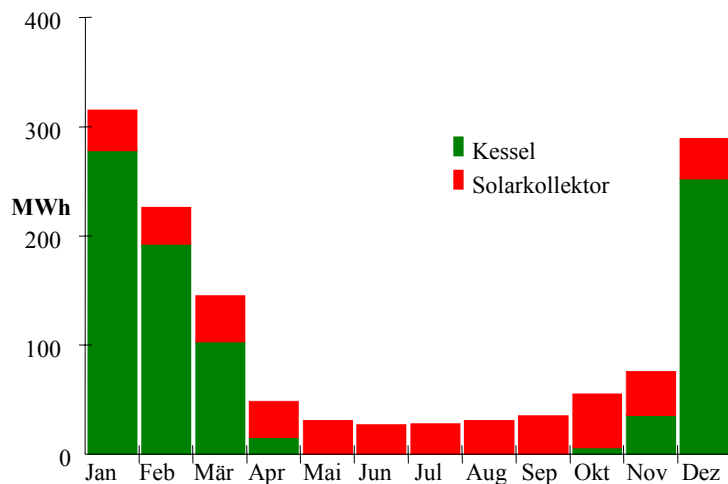


Abbildung 7-15: Monatliche Wärmebereitstellung durch einen Kessel und eine solarthermische Anlage

In Szenario 2 liefern die BHKW 70,2% der Wärme (s. Abbildung 7-19) und erzeugen dabei 560 MWh Strom. Von diesem Strom werden 116 MWh in das Netz eingespeist, der Rest deckt 40% des Eigenstrombedarfs. Insgesamt besteht in Szenario 2 im Vergleich zum Basisszenario ein Mehrverbrauch von 738 MWh Erdgas.

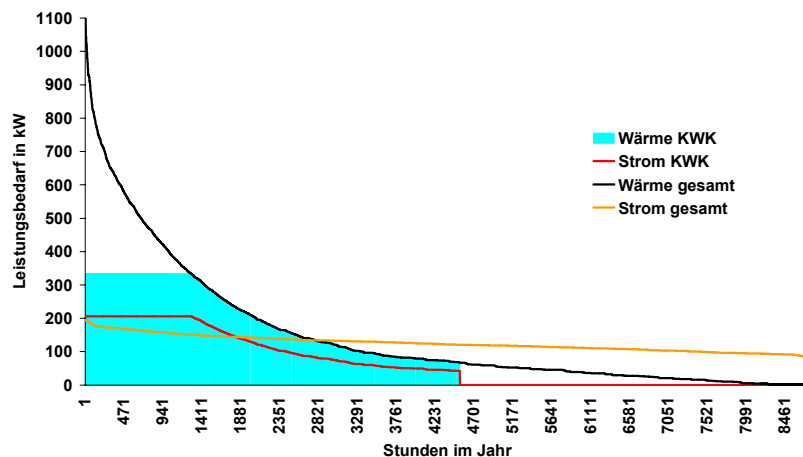


Abbildung 7-16: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW

In Szenario 3 erzeugt die Photovoltaikanlage mit 1110 m² (1000 Module a 1,11 m², Nennleistung je Modul 120 W_p) 333,8 MWh elektrische Energie und deckt damit 256 MWh (24,2%) des Eigenstrombedarfs. Die verbleibenden 77,8 MWh werden ins Netz eingespeist. Die monatliche Strombereitstellung durch die PV-Anlage ist in Abbildung 7-17 dargestellt.

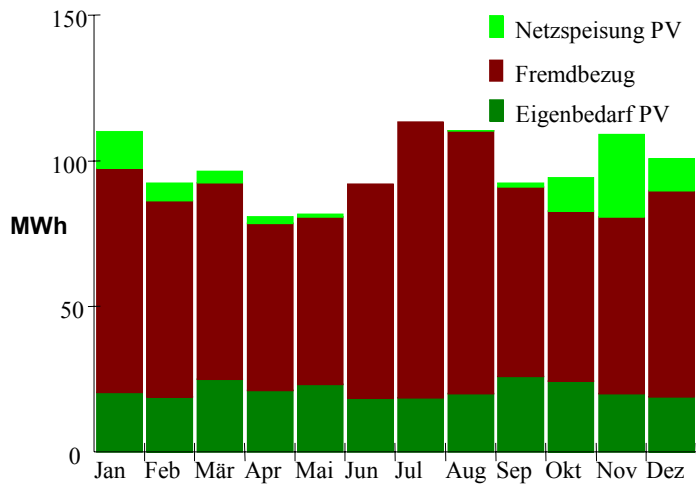


Abbildung 7-17 Monatliche Strombereitstellung durch PV-Anlage

Der deutlichste Unterschied zwischen Alternativszenarien und Basisszenario liegt im Strombedarf. Durch die Installation von KKM und Kältenetz wird der Strombedarf für Kälte um ein Zehntel reduziert (Abbildung 7-18). Damit vermindert sich der Gesamtstrombedarf auf ca. 2/3 des ursprünglichen Wertes.

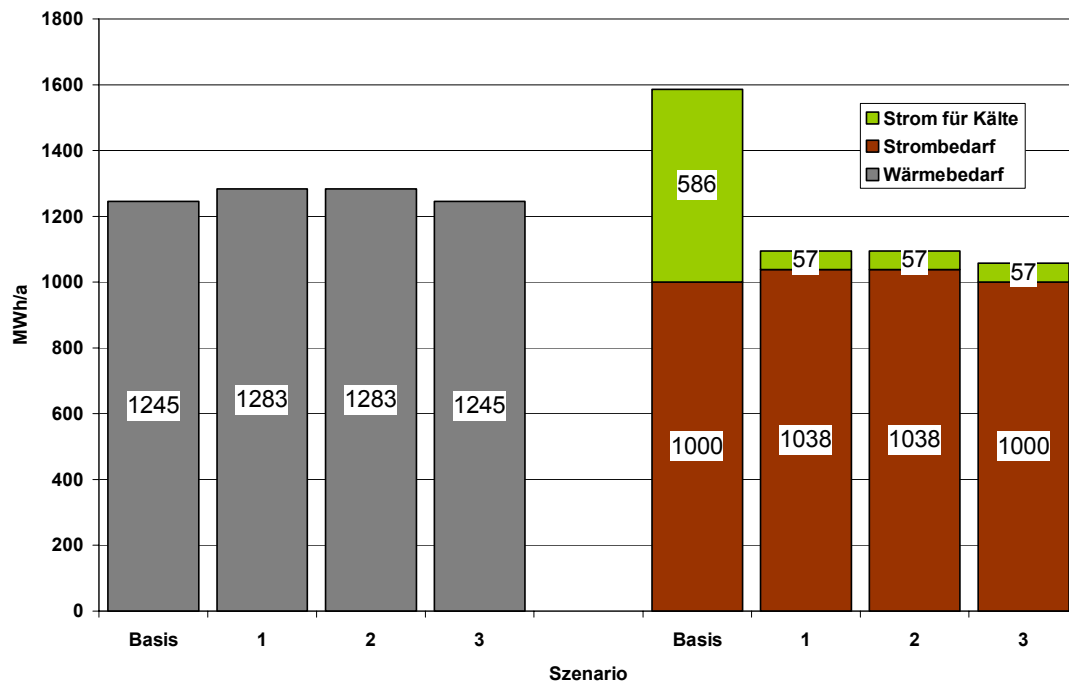


Abbildung 7-18: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion III (Shiraz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3)

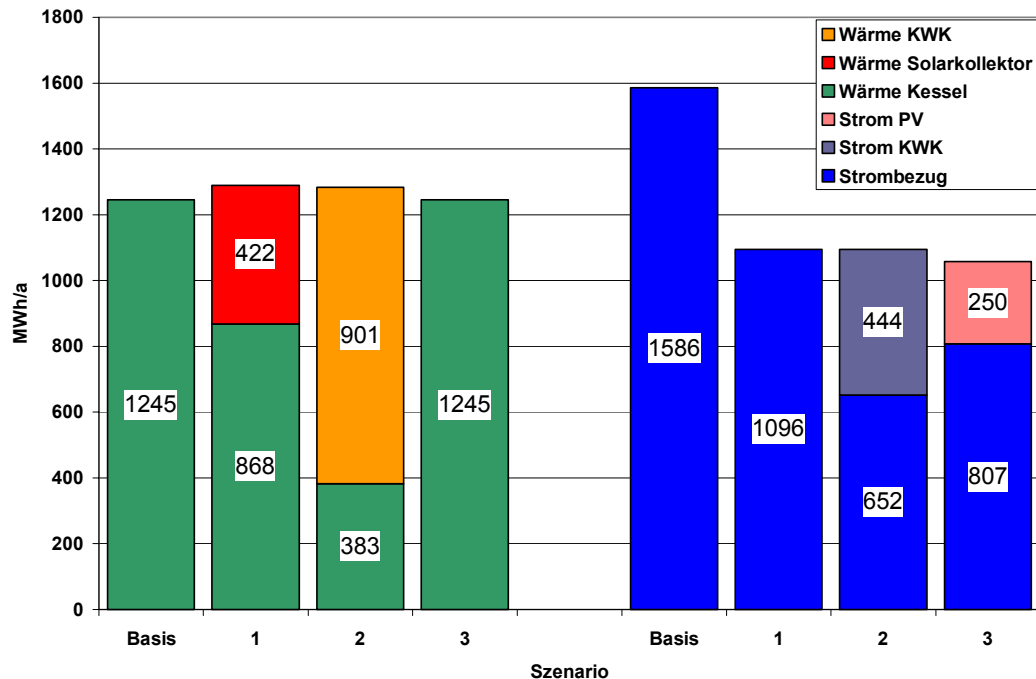


Abbildung 7-19: Energiebereitstellung für Klimaregion III (Shiraz), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Nutzung der PV (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht des Endverbrauchers

In allen Alternativszenarien sorgen KKM und Kältenetz für eine Verringerung der Kältegestehungskosten um mehr als 60% (von 90,78 DM/MWh auf ca. 33 DM/MWh).

Die solaren Wärmegestehungskosten in Szenario 1 (Solarenergienutzung) liegen mit 62,9 DM/MWh unter den Mischwärmegestehungskosten von 81,41 DM/MWh. Die Kapitalrücklaufzeit der Gesamtinvestition ist mit 16,4 Jahren doppelt so lang wie im Basisszenario, liegt aber immer noch unter der zu erwartenden Lebensdauer.

Die wirtschaftliche Betrachtung in Szenario 2 (KWK) stellt sich für Shiraz ähnlich wie in Ramsar dar. Aufgrund hoher bereitzustellender Leistung zur Deckung der Spitzenlast liegen die Wärmegestehungskosten sehr hoch. Die hohen Stromgestehungskosten resultieren aus den zusätzlichen Investition in die BHKW in Verbindung mit dem für den Endverbraucher anzusetzenden hohen Gaspreis. Die Kapitalrücklaufzeit liegt in keinem Fall unter der zu erwartenden Lebensdauer der einzelnen Anlagen.

Anders stellt sich die Situation in Szenario 3 dar. Die Kapitalrücklaufzeit der Gesamtinvestition beträgt 26,5 Jahre. Die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage fallen zwar mit 257,7 DM/MWh sehr hoch aus, fallen aber aufgrund des geringen solaren Anteils am Gesamtenergiebedarf kaum ins Gewicht. Tabelle 7-18 fasst die wirtschaftlichen Eckwerte der Szenarien zusammen.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ausgaben gesamt	17.698 DM	19.314 DM	53.563 DM	26.027 DM
Einnahmen gesamt	67.021 DM	67.021 DM	75.904 DM	72.455 DM
gesamte Kosten der Energiebereitstellung	83.616 DM	128.138 DM	180.726 DM	182.887 DM
Wärmegestehungskosten (von 1.245,24 MWh)	31,73 DM/MWh	81,41 DM/MWh	123,80 DM/MWh	60,74 DM/MWh
Kältegestehungskosten (von 303,00 MWh)	90,78 DM/MWh	33,56 DM/MWh	32,93 DM/MWh	33,56 DM/MWh
Stromgestehungskosten			159,28 DM/MWh	257,7 DM/MWh
Wert des eigenerzeugten KWK-Stromes bzw. PV-Stroms			15,77 DM/MWh	16,60 DM/MWh
Solarwärmegestehungskosten		62,9DM/MWh		
Kapitalrücklaufzeit	-	16,4 a	43,0 a	26,5 a
Amortisationsszeit	-	>100 a	>100 a	>100 a

Tabelle 7-18: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region III (Shiraz), Basisszenario sowie Solarenergienutzung (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und PV-Nutzung (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU

Szenario 1: Solarenergienutzung

Wenn für das EVU der Rohgewinn konstant bleiben soll, kann es mit einem nur geringfügig erhöhten Wärmepreis arbeiten, da die zusätzlichen Verluste aus der Solaranlage bzw. KWK durch den höheren Rohgewinn aus der Kälteversorgung aufgefangen werden. Der real ansetzbare Wärmepreis beim Wechsel vom Basisszenario zu Solarenergienutzung liegt zwischen 33,81 und 67,49 DM/MWh. (Tabelle 7-19). Im KWK-Szenario arbeitet das EVU in einer Preisspanne von 38,16 DM/MWh bis 109,72 DM/MWh (Tabelle 7-20). Bei der Nutzung von Photovoltaik (Szenario 3) kann das EVU den Wärmepreis bei konstantem Rohgewinn sogar reduzieren (Tabelle 7-21).

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	28.379 DM	83.616 DM	86.205 DM	128.138 DM
Ausgaben gesamt	164.244 DM	222.070 DM	222.070 DM	222.070 DM
Rohgewinn	-135.865 DM	-138.453 DM	-135.865 DM	-93.931 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-2.589 DM	0 DM	41.934 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	2.589 DM	44.522 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		31,73 DM/MWh	33,81 DM/MWh	67,49 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		90,78 DM/MWh	90,78 DM/MWh	90,78 DM/MWh

Tabelle 7-19: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region III (Shiraz), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 2: KWK

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	28.379 DM	83.616 DM	91.614 DM	180.726 DM
Ausgaben gesamt	164.244 DM	227.479 DM	227.479 DM	227.479 DM
Rohgewinn	-135.865 DM	-143.862 DM	-135.865 DM	-46.753 DM
Einnahmedifferenz zu Basisszenario		-7.998 DM	0 DM	89.112 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	83.616 DM	83.616 DM	91.614 DM	180.726 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	7.998 DM	97.110 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		31,73 DM/MWh	38,16 DM/MWh	109,72 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		90,78 DM/MWh	90,78 DM/MWh	90,78 DM/MWh

Tabelle 7-20: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region III (Shiraz), Nutzung der KWK (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 3: PV-Nutzung

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	28.379 DM	83.616 DM	112.854 DM	182.887 DM
Ausgaben gesamt	164.244 DM	248.718 DM	248.718 DM	248.718 DM
Rohgewinn	-135.865 DM	-165.102 DM	-135.865 DM	-65.831 DM
Einnahmedifferenz zu Basisszenario		-29.237 DM	0 DM	70.034 DM
Gesamtkosten des Verbrauches	83.616 DM	83.616 DM	112.854 DM	182.887 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	29.237 DM	99.271 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		31,73 DM/MWh	55,21 DM/MWh	111,45 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		90,78 DM/MWh	90,78 DM/MWh	90,78 DM/MWh

Tabelle 7-21: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region III (Shiraz), Nutzung der PV (Szenario 3) im Vergleich zum Basisszenario

Zusammenfassung:

Der in Shiraz vorliegende hohe Kältebedarf erlaubt den wirtschaftlichen Einsatz einer zentralen Kälteversorgung mit einer KKM. Die Kältegestehungskosten werden auf ein Drittel reduziert.

Der Warmwasserbedarf kann durch eine thermische Solaranlage wirtschaftlich gedeckt werden. Die solaren Wärme gestehungskosten betragen 77% der Mischwärmegestehungskosten.

7.4.4 Klimaregion IV (Bandar-Abbas)

Bandar-Abbas unterscheidet sich in Wärme- und Kältebedarf deutlich von den anderen Regionen. Es besteht kein Heizwärmebedarf. Für die Warmwasserbereitung werden 341,3 MWh im Jahr benötigt. Die Spitzenleistung beträgt 174 kW, die Vollaststundenzahl liegt damit bei 2020 h im Jahr. Der Kältebedarf von 1251 MWh verteilt sich über das gesamte Jahr. So werden bei einer Spitzenleistung von 491 kW 2625 Vollaststunden erreicht.

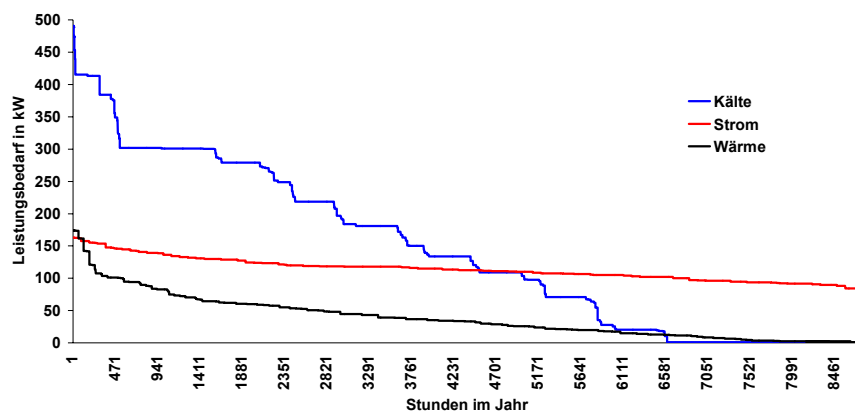


Abbildung 7-20: Geordnete Jahresdauerlinien für Leistungsbedarf in Bandar-Abbas

Die Konzeption der Szenarien konzentriert sich auf die Kältebereitstellung. Alle Alternativszenarien enthalten ein Kältenetz, das aber unterschiedlich versorgt wird. In Szenario 1 soll eine thermische Solaranlage, gekoppelt mit einem Spitzenkessel, den Wärmebedarf decken, während eine KKM die Kälte erzeugt. In Szenario 2 sind BHKW, Kessel und eine AKM in einer KWKK kombiniert. Szenario 3 ergänzt die Varianten um eine solar angetriebene AKM. Hier ist die thermische Solaranlage gleichzeitig für die Wärme- und Kältebereitstellung zuständig und dementsprechend größer dimensioniert. Die Wärme wird in einem saisonalen Speicher zwischengespeichert. Die Eckwerte sind in Tabelle 7-22 zusammengefasst.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Wärme	Heizkessel: 180 kW	Heizkessel: 130kW Solaranlage: Flachkollektoren 210 m ² , Speicher 30 m ³	Heizkessel: 195kW 2XBHKW: 199 kW _{el} , 266 kW _{th} , Teillastgrenze 20%	Heizkessel: 195kW Solaranlage: Flachkollektoren 1000 m ² , Speicher 1750 m ³
Kälte	Verdunstungskühl- anlagen: 500kW	Kompressionskälte- maschine: 533 kW _{Kälte} , 103,2 kW _{el}	Absorptionskälte- maschine: 500 kW _{Kälte} , 715 kW _{th}	Absorptionskälte- maschine: 500 kW _{Kälte} , 715 kW _{th}
Strom	Strombezug aus dem Netz	Strombezug aus dem Netz	Strombezug aus dem Netz und Eigenstromerzeu- gung durch BHKW	Strombezug aus dem Netz
Nahwärme netz	Nein	Ja	Ja	Ja
Kältenetz	Nein	Ja	Ja	Ja

Tabelle 7-22: Szenarien für Klimaregion IV (Bandar-Abbas)

In Szenario 1 erreicht die Solaranlage einen solaren Deckungsanteil des Gesamtwärmebedarfs von 81,6%. Dadurch kommt der als Spitzenkessel genutzte Heizkessel nur auf eine jährliche Vollaststundenzahl von 506 Stunden. Die im Basisszenario verwendeten Verdunstungskühlanlagen führen bei dem hohen Kältebedarf - und nicht zuletzt wegen ihrer schlechten Leistungszahl - zu einem immensen Strombedarf (s. Abschnitt 7.2). Dieser Strombedarf kann schon durch die Verwendung einer effizienteren Maschine auf ein Bruchteil reduziert werden (s. Abbildung 7-21). Wenn statt einer KKM eine AKM eingesetzt wird, entsteht zusätzlicher Wärmebedarf in der gleichen Größenordnung wie der Strombedarf des Basisszenarios. In Szenario 2 wird der Gesamtwärmebedarf zu 93% durch die BHKW gedeckt. Damit liefern sie auch einen Teil des Wärmebedarfs zur Warmwasserbereitung. Gleichzeitig decken sie mit 770 MWh ca.76% des Strombedarfs. Die Solaranlage in Szenario 3 erreicht ein Deckungsanteil von 54,6% des gesamten Wärmebedarfs. Die AKM wird also teilweise durch den Kessel angetrieben (Abbildung 7-22).

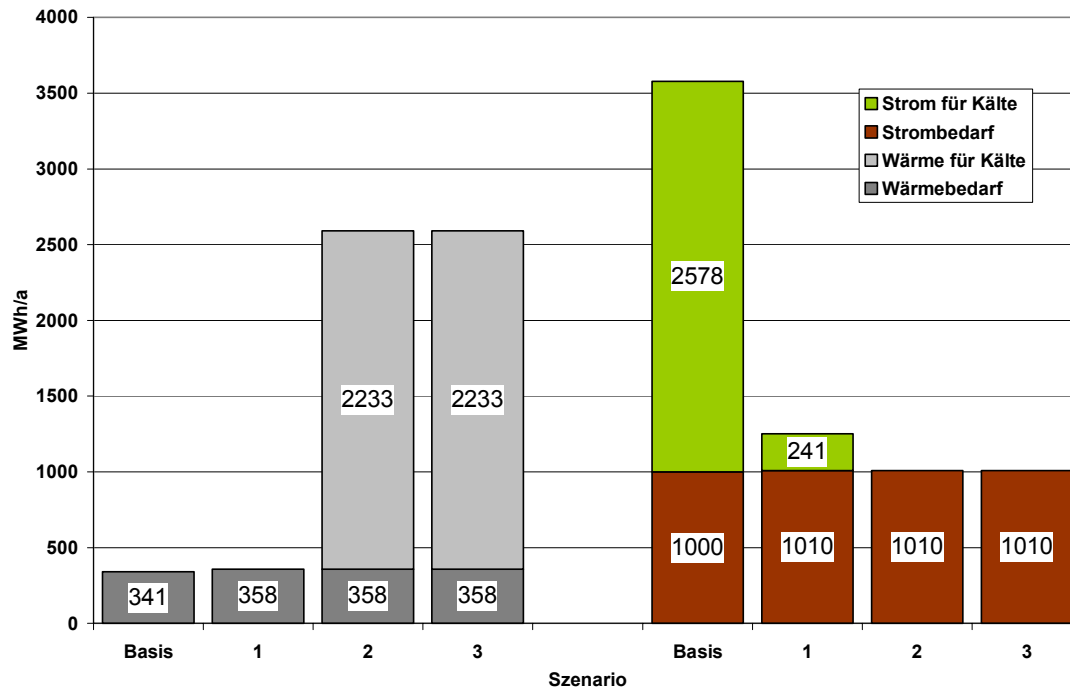


Abbildung 7-21: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion IV (Bandar-Abbas), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3)

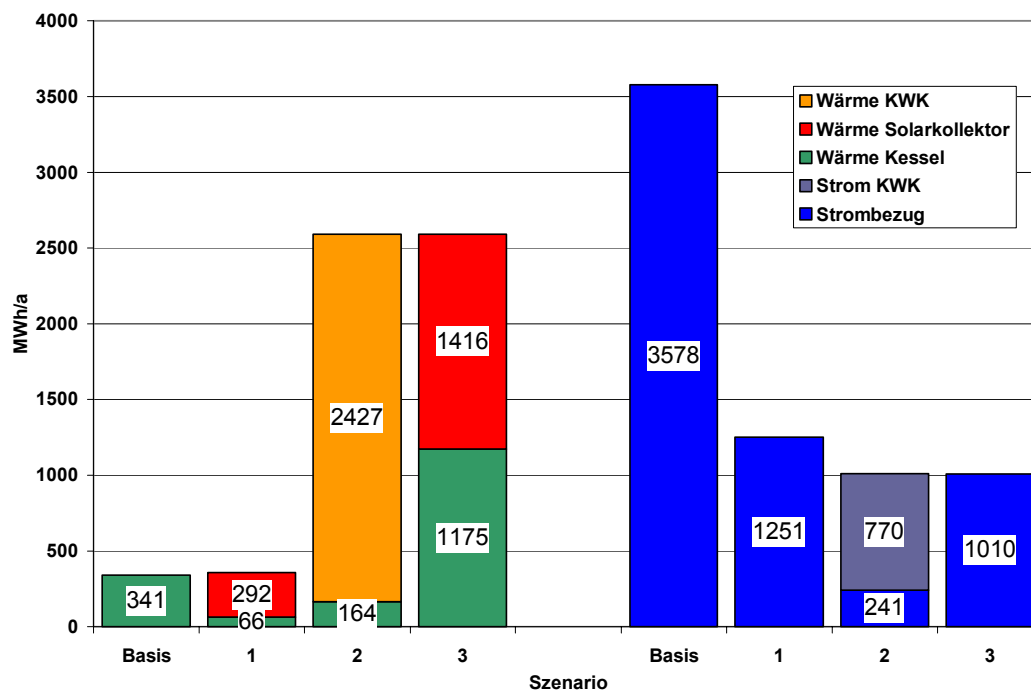


Abbildung 7-22: Energiebereitstellung für Klimaregion IV (Bandar-Abbas), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht des Endverbrauchers

Für ein Endverbraucher lassen sich sowohl das Basisszenario als auch Szenario 1 (Solarenergienutzung) wirtschaftlich darstellen. Die Amortisationszeiten weichen mit 15,86 bzw. 16,12 Jahren kaum voneinander ab. Die Anfangsinvestition im Basisszenario ist deutlich geringer als in Szenario 1, dafür müssen höhere Verbrauchsgebundene Kosten in Kauf genommen werden. Im Gegenzug fallen in Szenario 1 mit den Kosten für die Solaranlage und die zentrale Kälteversorgung hohe Anfangsinvestitionen an, die durch Einsparung an verbrauchsgebundenen Kosten aufgefangen werden. Der Hauptanteil der Einsparung resultiert aus den Einsatz der effizienten KKM und der dadurch erzielbaren niedrigen Kältegestehungskosten. Die Mischwärmegestehungskosten von 171,65 DM/MWh liegen fast sechs Mal so hoch wie im Basisszenario. In Szenario 1 muss zunächst die gleiche Investition für den Kessel wie im Basisszenario getätigt werden, dazu kommen das Heizwärmenetz und die Solaranlage. Während die Solaranlage mit solaren Wärmegestehungskosten von 55,26 DM/MWh im gleichen Kostenbereich wie an anderen Orten liegt, steigen die Wärmegestehungskosten der Spitzenlastanlage aufgrund der geringen Volllaststundenzahl. An dieser Stelle wäre ein Einsparpotential, wenn die Verbraucher einen Komfortverlust akzeptierten und auf den Spitzenkessel verzichteten.

Szenario 2 und 3 sind beide nicht wirtschaftlich. Die Kältegestehungskosten der AKM sind höher als die Kältegestehungskosten der KKM im Szenario 1. Insgesamt zeigen die Kapitalrücklaufzeiten von 32,7 Jahren (Szenario 3) bzw. 60,4 Jahren (Szenario 2), dass die Kombination von AKM und Solaranlage gegenüber der KWKK zu bevorzugen ist.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ausgaben gesamt	47.412 DM	21.777 DM	98.461 DM	38.881 DM
Einnahmen gesamt	88.855 DM	88.850 DM	118.879 DM	88.855 DM
gesamte Kosten der Energiebereitstellung	105.450 DM	101.985 DM	243.314 DM	250.091 DM
Wärmegestehungskosten				
(von 341,26 MWh für Szenario 1	30,23 DM/MWh	171,65 DM/MWh	75,15 DM/MWh	77,53 DM/MWh
2.574,18 MWh für Szenarien 2 und 3)				
Kältegestehungskosten von 1.251,00 MWh	62,78 DM/MWh	21,45 DM/MWh	60,73 DM/MWh	165,50 DM/MWh
Stromgestehungskosten			97,04 DM/MWh	
Wert des eigenerzeugten KWK-Stromes bzw. PV-Stroms			16,54 DM/MWh	
Solarwärmegestehungskosten		55,26 DM/MWh		95,36 DM/MWh
Kapitalrücklaufzeit	-	7,8 a	60,4 a	32,7 a
Amortisationszeit	-	16,12 a	>100 a	>100 a

Tabelle 7-23: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region IV (Bandar-Abbas), Basisszenario sowie Solarenergienutzung für Wärme (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Solarenergienutzung für Wärme und Kälte (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU

Bei der Betrachtung aus der Sicht eines EVU wird davon ausgegangen, dass Kälte- und Strompreise konstant bleiben und die Wirtschaftlichkeit der gesamten Energiebereitstellung durch Variation der Wärmepreise geregelt wird. Da der Wärmebedarf in Bandar-Abbas auf Warmwasserbereitung beschränkt ist, müssen die Verluste des EVU bei der Kostenbilanz - Rohgewinn wie im Basisszenario – in den Szenarien 2 und 3 mit sehr hohen Wärmepreisen aufgefangen werden. Szenario 1 ist sowohl für ein EVU als auch für den Endverbraucher wirtschaftlich und sollte daher schon aus ökonomischen Gründen umgesetzt werden.

Szenario 1: Solarenergienutzung

Basisszenario		EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	59.935 DM	105.446 DM	-96.210 DM	101.985 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	45.511 DM	-156.145 DM	42.050 DM
Ausgaben gesamt	364.638 DM	208.493 DM	208.493 DM	208.493 DM
Rohgewinn	-304.703 DM	-103.047 DM	-304.703 DM	-106.508 DM
Einnahmedifferenz zu Basisszenario		201.656 DM	0 DM	198.195 DM
Gesamtkosten des Verbrauchern	105.450 DM	105.446 DM	-96.210 DM	101.985 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		-5 DM	-201.661 DM	-3.466 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		30,23 DM/MWh	-----	20,09 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		62,78 DM/MWh	62,78 DM/MWh	62,78 DM/MWh

Tabelle 7-24: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region IV (Bandar-Abbas), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 2: KWKK

Basisszenario		EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	59.935 DM	105.450 DM	-126.465 DM	243.314 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	45.515 DM	-186.400 DM	183.379 DM
Ausgaben gesamt	364.638 DM	178.238 DM	178.238 DM	178.238 DM
Rohgewinn	-304.703 DM	-72.787 DM	-304.703 DM	65.076 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		231.916 DM	0 DM	369.779 DM
Gesamtkosten des Verbrauchern	105.450 DM	105.450 DM	-126.465 DM	243.314 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	-231.916 DM	137.863 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		30,23 DM/MWh	-----	434,22 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		62,78 DM/MWh	62,78 DM/MWh	62,78 DM/MWh

Tabelle 7-25: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region IV (Bandar-Abbas), Nutzung der Kraft-Wärme-kälte- Kopplung (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 3: KWKK und Solarthermie

Basisszenario		EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	59.935 DM	105.450 DM	32.202 DM	250.091 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	45.515 DM	-27.733 DM	190.156 DM
Ausgaben gesamt	364.638 DM	336.905 DM	336.905 DM	336.905 DM
Rohgewinn	-304.703 DM	-231.455 DM	-304.703 DM	-86.814 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		73.248 DM	0 DM	217.889 DM
Gesamtkosten des Verbrauchern	105.450 DM	105.450 DM	32.202 DM	250.091 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		0 DM	-73.248 DM	144.641 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		30,23 DM/MWh	-----	454,07 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		62,78 DM/MWh	62,78 DM/MWh	62,78 DM/MWh

Tabelle 7-26: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region IV (Bandar-Abbas), Nutzung der Kraft-Wärme-kälte- Kopplung und Solarthermie (Szenario3) im Vergleich zum Basisszenario

Zusammenfassung:

Bandar-Abbas bezeichnet sich durch ein sehr hohen und über das Jahr verteilten Kältebedarf aus. Der Einsatz einer zentralen Kälteversorgung ist aufgrund des hohen Stromeinsparpotentials wirtschaftlich. Der Warmwasserbedarf zu akzeptablen Kosten zum allergrößten Teil von einer Solaranlage gedeckt werden. Weiteres Kosteneinsparpotential besteht im Verzicht auf ein Spitzenkessel, allerdings verbunden mit eine Komforteinbuße.

KWKK und solare Kälteerzeugung, beide basierend auf Nutzung einer AKM, sind zur Zeit nicht wirtschaftlich.

7.4.5 Klimaregion V (Kerman)

In Kerman weichen Wärmebedarf für Warmwasserbereitung, Heizwärmebedarf und Kältebedarf wenig von einander ab. Es werden 423,9 MWh, 643,5 MWh bzw. 483 MWh benötigt. Der Heizwärmebedarf besteht ausschließlich in den Wintermonaten von November bis März, der Kältebedarf dagegen ausschließlich in den Sommermonaten Mai bis September.

Die Spitzenleistung für den Gesamtwärmebedarf beträgt 955 kW, die Vollaststundenzahl liegt damit bei 1151 h im Jahr. Im Kältebedarf wird eine Spitzenleistung von 367 kW und 1355 Vollaststunden erreicht.

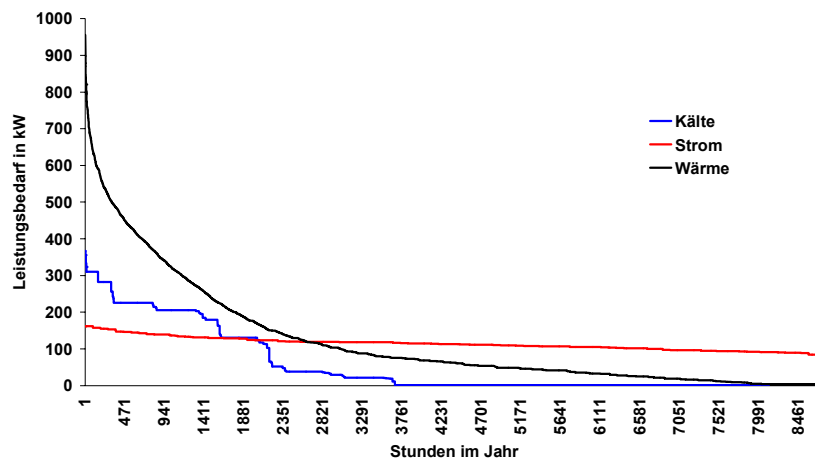


Abbildung 7-23: Geordnete Jahresdauerlinien für Energiebedarf in Kerman

In Kerman wurden die gleichen Szenarien gewählt wie in Bandar- Abbas. Lediglich in Szenario 2 wurde die AKM durch eine KKM ausgetauscht. In Kerman besteht Heizwärmebedarf sowie ganzjähriger Warmwasserbedarf, so dass die vom BHKW erzeugte Wärme direkt genutzt werden kann. Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten erfolgte nach Tabelle 6-2 für die Solaranlagen und Kapitel 6. Die Solaranlage in Szenario 1 wurde mit 0,27 m²/MWh Jahr sehr knapp dimensioniert. Beide Szenarien mit Solaranlage enthalten einen saisonalen Wärmespeicher. Die Eckwerte der Szenarien sind in Tabelle 7-27 dargestellt.

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Wärme	Heizkessel: 1000 kW	Heizkessel: 1310kW Solaranlage: Flachkollektoren 300 m ² , Speicher 225m ³	Heizkessel: 1310kW BHKW: 206 kW _{el} , 333 kW _{th} , Teillastgrenze 20%	Heizkessel: 1310kW Solaranlage: Flachkollektoren 1000 m ² , Speicher 2600 m ³
Kälte	Verdunstungskühl- anlagen: 370 kW	Kompressionskälte- maschine: 371 kW _{Kälte} , 70,4kW _{el}	Kompressionskälte- maschine: 371 kW _{Kälte} , 70,4kW _{el}	Absorptionskälte- maschine: 375 kW _{Kälte} , 500 kW _{th}
Strom	Strombezug aus dem Netz	Strombezug aus dem Netz	Strombezug aus dem Netz und Eigenstromerzeu- gung durch BHKW	Strombezug aus dem Netz
Nahwär- menetz	Nein	Ja	Ja	Ja
Kälte- netz	Nein	Ja	Ja	Ja

Tabelle 7-27: Szenarien für Klimaregion V (Kerman)

Obwohl die Solaranlage in Szenario 1 Knapp dimensioniert ist, deckt sie im Sommer den Wärmebedarf vollständig. Insgesamt erreicht sie einen solaren Deckungsanteil von 34,1% des Gesamtwärmebedarfs (Abbildung 7-24). Auch in Kerman kann durch den Wechsel von Verdunstungskühlanlagen zu zentraler Kälteversorgung mit KKM bzw. AKM der Strombedarf erheblich reduziert bzw. in Wärmebedarf umgewandelt werden (Abbildung 7-26).

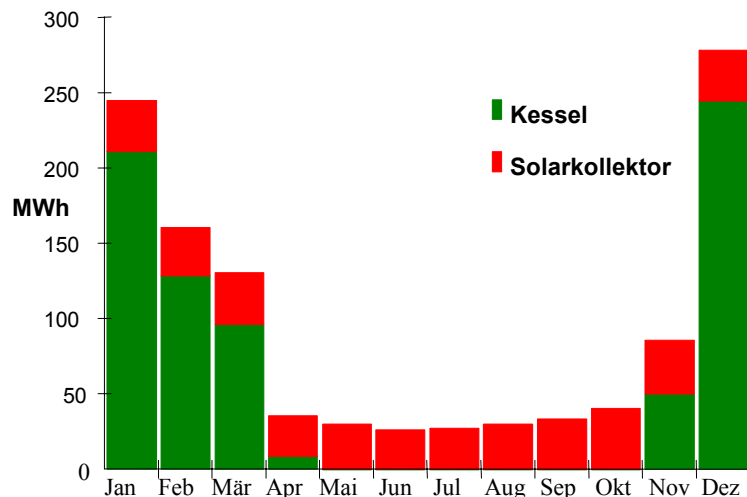


Abbildung 7-24: Wärmebereitstellung durch Kessel und Solaranlage für Kerman (Klimaregion V), Szenario 1

In Szenario 2 werden 74% des Gesamtwärmebedarfs und 36,8% des Strombedarfs durch das BHKW gedeckt. Insgesamt erzeugt das BHKW in 2495 Vollaststunden 514 MWh elektrische Energie. Davon speist es 100,6 MWh in das Netz. Der Mehrverbrauch an Erdgas beträgt in Szenario 2 gegenüber dem Basisszenario 670 MWh.

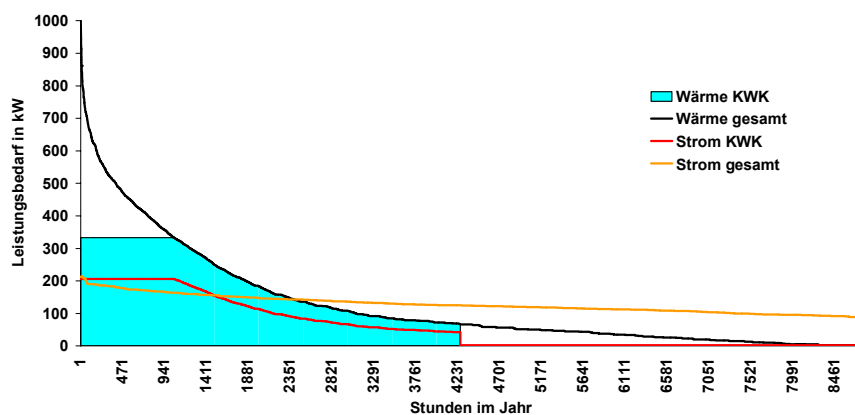


Abbildung 7-25: Wärme – und Stromerzeugung durch BHKW

Der im Vergleich zum Basisszenario fast doppelt so hohe Wärmebedarf in Szenario 3 wird zu 67,1% von der Solaranlage gedeckt (Abbildung 7-27). Die Solaranlage liefert eine ausreichende Menge Wärme, um die AKM anzutreiben und außerdem einen Teil des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasserbereitung bereitzustellen.

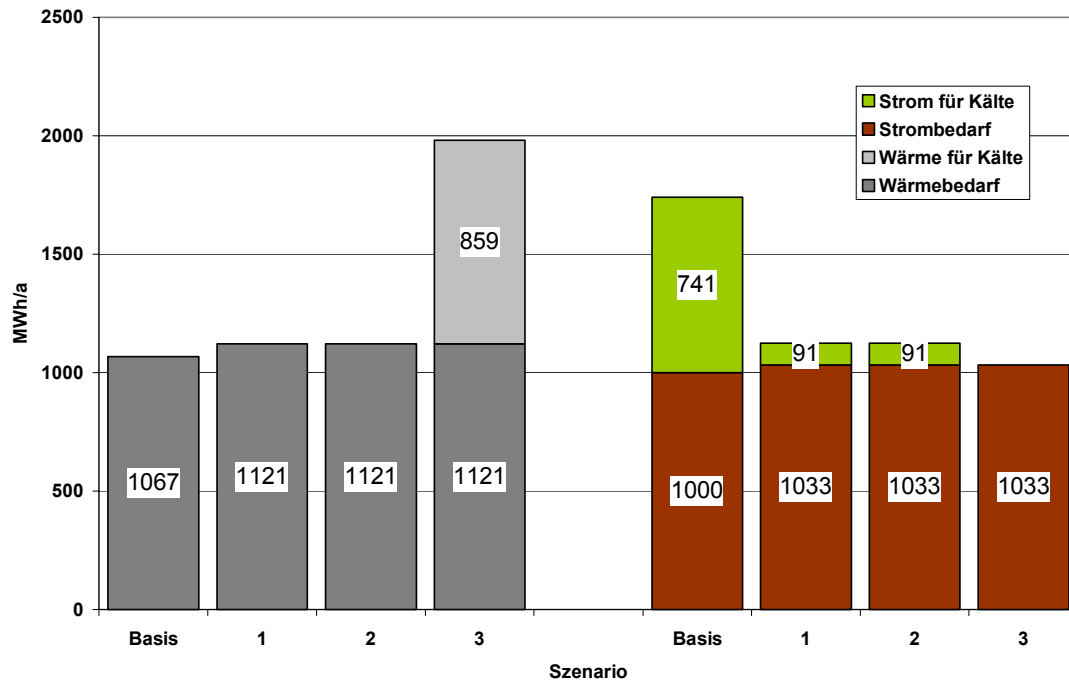


Abbildung 7-26: Wärme- und Strombedarf für Klimaregion V (Kerman), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario 1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3)

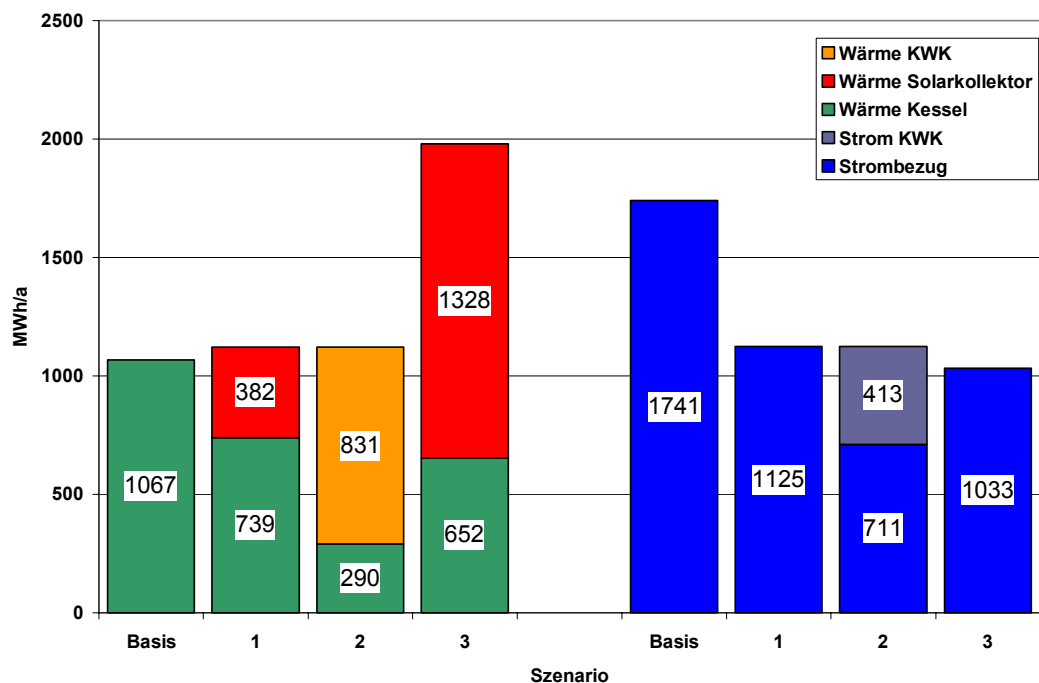


Abbildung 7-27: Energiebereitstellung für Klimaregion V (Kerman), Basisszenario sowie Nutzung der Solarthermie (Szenario1), KWKK (Szenario 2) und Nutzung der Solarthermie und KWKK (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht des Endverbrauchers

Von den betrachteten Alternativszenarien erreicht nur Szenario 2 eine Kapitalrücklaufzeit unter 10 Jahren. Die beiden Solarszenarien schneiden mit knapp 16 Jahren (Solaranlage und KKM) bzw. über 50 Jahren (Solaranlage und AKM) deutlich schlechter ab. Auch hier in Kerman lassen sich mit einer KKM Kältegestehungskosten realisieren, die nur 10% der Kältegestehungskosten einer solar angetriebenen AKM betragen (Tabelle 7-28).

	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ausgaben gesamt	19.939 DM	18.076 DM	16.939 DM	36.405 DM
Einnahmen gesamt	69.027 DM	69.027 DM	77.191 DM	69.027 DM
gesamte Kosten der Energiebereitstellung	85.622 DM	130.559 DM	183.327 DM	259.651 DM
Wärmegestehungskosten (von 1.067,42 MWh für Szenario 1 und 2 1.926,57 MWh für Szenario 3)	36,45 DM/MWh	94,89 DM/MWh	144,56 DM/MWh	108,57 DM/MWh
Kältegestehungskosten (von 468,27 MWh)	64,33 DM/MWh	26,24 DM/MWh	25,73 DM/MWh	263,29 DM/MWh
Stromgestehungskosten			174,22 DM/MWh	
Wert des eigenerzeugten KWK-Stromes bzw. PV-Stroms			15,88 DM/MWh	
Solarwärmegestehungskosten		70,7 DM/MWh		102,1 DM/MWh
Kapitalrücklaufzeit	-	15,9 a	9,8 a	55,7 a
Amortisationszeit	-	>100 a	42,99 a	>100 a

Tabelle 7-28: Kostenbilanz aus der Sicht des Verbrauchers für Region V (Kerman), Basisszenario sowie Solarenergienutzung für Wärme (Szenario 1), KWK (Szenario 2) und Solarenergienutzung für Wärme und Kälte (Szenario 3)

Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU

Durch den Einsatz von Solarenergie und zentraler Kälteversorgung mit KKM kann das EVU bei gleichbleibenden Preisen für den Verbraucher seine Verluste um gut 8000 DM/Jahr verringern. Der Preisspielraum liegt zwischen den Wärmepreis des Basisszenarios (36,45 DM/MWh) und 78,10 DM/MWh.

Szenario 1: Solarenergienutzung

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	30.653 DM	86.570 DM	78.359 DM	131.031 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	55.917 DM	47.706 DM	100.378 DM
Ausgaben gesamt	179.552 DM	227.258 DM	227.258 DM	227.258 DM
Rohgewinn	-148.899 DM	-140.689 DM	-148.899 DM	-96.227 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		8.210 DM	0 DM	52.672 DM
Gesamtkosten des Verbrauchers	85.622 DM	86.570 DM	78.359 DM	131.031 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		947 DM	-7.263 DM	45.409 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		36,45 DM/MWh	28,75 DM/MWh	78,10 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		64,33 DM/MWh	64,33 DM/MWh	64,33 DM/MWh

Tabelle 7-29: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region V (Kerman), Nutzung der Solarthermie (Szenario 1) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 2: KWKK

Mit einer Kombination BHKW und KKM reduziert das EVU bei festen Energiepreisen für den Verbraucher seine Verluste auf weniger als die Hälfte des ursprünglichen Wertes. Die Preisspanne ist mit 36,45 DM/MWh bis 45,69 DM/MWh geringer als in Szenario 1.

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	30.653 DM	86.570 DM	709 DM	96.438 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	55.917 DM	-29.944 DM	65.785 DM
Ausgaben gesamt	179.552 DM	149.608 DM	149.608 DM	149.608 DM
Rohgewinn	-148.899 DM	-63.038 DM	-148.899 DM	-53.169 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		85.861 DM	0 DM	95.729 DM
Gesamtkosten des Verbrauchern	85.622 DM	86.570 DM	709 DM	96.438 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		947 DM	-84.913 DM	10.816 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		36,45 DM/MWh	-----	45,69 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		64,33 DM/MWh	64,33 DM/MWh	64,33 DM/MWh

Tabelle 7-30: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region V (Kerman), Nutzung der Kraft- Wärme- kälte- Kopplung (Szenario 2) im Vergleich zum Basisszenario

Szenario 3: KWKK und Solarthermie

Unter der Vorgabe, dass die Nutzer die gleichen Energiepreise zahlen wie im Basisszenario steigen die Verluste des EVU um knapp 80%. Wenn das EVU diese Verluste auffangen will, muss es den Wärmepreis vervierfachen.

	Basisszenario	EVU betreibt alle Anlagen		
		vorgegebener Wärme- und Kältepreis	Rohgewinn wie im Basisszenario	Rohgewinn wie wenn Nutzer die Anlage betreiben würde
Einnahmen gesamt	30.653 DM	86.570 DM	205.302 DM	265.792 DM
Einnahmedifferenz	0 DM	55.917 DM	174.649 DM	235.139 DM
Ausgaben gesamt	179.552 DM	354.201 DM	354.201 DM	354.201 DM
Rohgewinn	-148.899 DM	-267.631 DM	-148.899 DM	-88.408 DM
Kostendifferenz zu Basisszenario		-118.732 DM	0 DM	60.490 DM
Gesamtkosten des Verbrauchern	85.622 DM	86.570 DM	205.302 DM	265.792 DM
Kostenänderung für den Verbraucher		947 DM	119.680 DM	180.170 DM
spez. Preis für Wärmelieferung an Verbraucher		36,45 DM/MWh	147,68 DM/MWh	204,35 DM/MWh
spez. Preis für Kältelieferung an Verbraucher		64,33 DM/MWh	64,33 DM/MWh	64,33 DM/MWh

Tabelle 7-31: Kostenbilanz aus der Sicht eines EVU für Region V (Kerman), Nutzung der Kraft- Wärme- kälte- Kopplung und Solarthermie (Szenario 3) im Vergleich zum Basisszenario

Zusammenfassung:

Genau wie in Bandar-Abbas lohnt sich in Kerman aufgrund des hohen Kältebedarfs eine zentrale Kälteversorgung. Unter ökonomischen Gesichtspunkten empfiehlt sich hier die Kombination von BHKW und KKM. Eine solar angetriebene AKM bewirkt zwar die deutlichste Reduktion von Gas- und Strombedarf, lässt sich aber wirtschaftlich in keiner Betrachtungsweise darstellen.

7.5 Zusammenfassung

Der Iran lässt sich in fünf natürliche klimatische Großeinheiten unterteilen. Für jede dieser Regionen wurde eine Stadt mit typischem Klima identifiziert. In jeder dieser Städte wurden 3 - 4 Versorgungsszenarien für eine fiktive Siedlung entwickelt und verglichen. Die

Versorgungsszenarien sahen unter anderem Nutzung von KWK, KWKK und Solarenergie vor. Sie waren nicht für jede Region gleich, sondern wurden jeweils individuell angepasst.

In Region mit ähnlichen klimatischen Bedingungen wie in Deutschland – Klimaregion I- hat der Tageslastgang des Wärmebedarfs großen Einfluss auf die Dimensionierung der thermischen Solaranlagen. Unter Annahme einer gleichmäßig über den Tag verteilten Last kann mit weniger Kollektorfläche und kleinerem Speicher ein höherer solarer Deckungsanteil erreicht werden als bei einem realen Tageslastgang. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Iran führen dazu, dass die solaren Wärmegegostehungskosten weit unter den in Deutschland erzielbaren Werten liegen. Die Installation von Nahwärme- bzw. Nahkältenetzen ist weder aus energetischen noch aus ökonomischen Gründen zu empfehlen. Damit bleibt nur eine Energieversorgung mit konventionellen Anlagen und Nutzung fossiler Primärenergieträger.

In Region II mit hoher Wärme- und Kälteleistung aber niedrigen Vollaststunden im Jahr ist die Energieversorgung durch Nutzung der Solarenergie und KWK-Technologie sowohl aus energietechnischen als auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkt nicht lohnend. In dieser Region bleibt als einziges Alternativszenario der Einsatz eines BHKW, das direkt vom EVU betrieben wird. Das EVU profitiert in diesem Fall von der gegenwärtigen Tarifstruktur im Iran, die für EVU höhere Subventionen des Gaspreises vorsieht als für Endverbraucher.

Das iranische Hochland – Region III – ist flächenmäßig die zweitgrößte Region und beherbergt fast die Hälfte der Gesamtbevölkerung des Irans. Der hohe sommerliche und tiefe winterliche Durchschnittstemperaturen mit kurzen Übergangszeiten spiegeln sich im hohen Kälte- und Wärmebedarf wieder. Der hohe Kältebedarf erlaubt den wirtschaftlichen Einsatz einer zentralen Kälteversorgung mit einer KKM. Der Warmwasserbedarf kann durch eine thermische Solaranlage wirtschaftlich gedeckt werden. Da sich zudem die Bevölkerung in Städten konzentriert, erscheint diese Region am vielversprechendsten für den Einsatz alternativer Technologien.

Der sehr hohe und über das Jahr verteilte Kältebedarf im Klimaregion IV am persischen Golf macht den Einsatz einer zentralen Kälteversorgung notwendig. Aufgrund des hohen Stromeinsparpotentials bei der Kälteversorgung und des fast gleichbleibenden Warmwasserbedarfs liegen die Energiegegostehungskosten der zentralen Kälteversorgung und solaren Warmwasserbereitung sogar unter den subventionierten Energiepreisen und damit im wirtschaftlichen Bereich (siehe auch [174]). KWKK und solare Kälteerzeugung, beide basierend auf Nutzung einer AKM, sind in einer energetischen Betrachtung sinnvoll und empfehlenswert, aber zur Zeit nicht wirtschaftlich.

Genau wie in Klimaregion IV lohnt sich in der fünften Klimaregion aufgrund des hohen Kältebedarfs eine zentrale Kälteversorgung. Unter ökonomischen Gesichtspunkten empfiehlt sich hier die Kombination von BHKW und KKM. Eine solar angetriebene AKM bewirkt zwar die deutlichste Reduktion von Gas- und Strombedarf, lässt sich aber wirtschaftlich in keiner Betrachtungsweise darstellen.

Allgemein: In Gebieten mit konstantem, hohem Kältebedarf sollten die vorhandenen Verdunstungskühlanlagen durch Nahkältenetze ersetzt werden. Aus wirtschaftlichen Gründen kommen als Kälteerzeuger nur Kompressionskältemaschinen in Frage, obwohl solar bzw. durch ein BHKW angetriebene Absorptionskältemaschinen energetisch günstiger sind. Wenn fast kein Heizwärmebedarf sondern nur Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung besteht, kann dieser wirtschaftlich durch eine thermische Solaranlage kombiniert mit einem Spitzenkessel gedeckt werden. In Regionen mit kurzen Übergangszeiten sollte unter energetischen Gesichtspunkten eine solare Nahwärmeversorgung vorgesehen werden. In allen anderen Fällen kommen die alternativen Technologien nicht in Frage, weil die Energiegegostehungskosten um ein vielfaches über den heutigen für den Verbraucher gültigen Energiepreisen liegen.

8. Schlussfolgerungen

Der erwartete Umbau der Energiewirtschaft bietet eine Chance für grundlegende Reformen sowohl der Energiepreispolitik als auch der Energieversorgungsstruktur des Landes. Die Nutzung alternativer Technologien führt durch die Steigerung der Energieeffizienz und das Ersetzen fossiler Primärenergieträger durch erneuerbare Energien zu einem größerem Handlungsspielraum der nationalen Energieplanung des Landes. Eine solche Energieplanung erfordert eine sorgfältigere Planung als das Setzen auf fossil befeuerte Großkraftwerke, kann aber durch Planungsinstrumente, wie sie in der vorliegenden Arbeit entwickelt wurden, strukturiert und damit deutlich vereinfacht werden.

Um die Bedeutung einer bestimmten regenerativen Energietechnik zu beurteilen, müssen die Kosten und die ökologischen Kennzahlen dieser Technik immer vor dem Hintergrund der Potentiale betrachtet werden, die durch sie erschlossen werden können. Windgünstige Standorte sind in den meisten Ländern nur begrenzt vorhanden, und Wasserkraft, die bisher für den größten Teil des regenerativ erzeugten Stromes verantwortlich war, besitzt nur noch ein geringes Wachstumspotential. In Regionen zwischen dem 40. Breitengrad Nord und Süd besteht, anders als z.B. in Mitteleuropa, die Möglichkeit, Solarthermische Anlagen zu errichten, die zum Teil bereits unter den heutigen Rahmenbedingungen, wirtschaftlich betrieben werden können, erfordern aber eine sehr hohe Kapitalinvestition.

Die Energiewirtschaft im Iran beschränkt sich derzeit auf hochsubventionierte und staatlich reglementierte Energieversorgungspolitik. Daher sind die Ergebnisse dieser Arbeit stark von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt. Im Iran liegen die Energiepreise seit mehreren Jahren unterhalb der Grenzkosten, und das trotz der von der Regierung in der Vergangenheit verordneten Preissteigerungen (Marktpreis). Die niedrigen Energiepreise im Iran spiegeln die realen Erzeugungskosten nicht wieder. Weitere Verzerrungen resultieren aus der bestehenden Tarifstruktur für die verschiedenen Endenergieträger und im Preisgefälle zwischen den Primärenergieträgern.

In der iranischen Energiepreispolitik sollten in Zukunft folgende Hauptaufgaben auf dem Programm stehen:

- Ein schneller Anstieg des Verbrauchs an Mineralölprodukten innerhalb des Landes kann dazu führen, dass der Iran nach 2020 nur noch wenig Erdöl exportieren kann. Daher sollten Programme zur Energieeinsparung und zum Lastmanagement aufgelegt werden.
- Die Energiepreispolitik beeinflusst sowohl die Energieerzeugung als auch den Energieverbrauch. Niedrige Energiepreise verbessern die soziale Gerechtigkeit, verhindern aber eine kommerzielle Ausbeutung der Ressourcen und damit Investitionen. In diesem Spannungsfeld müssen politische Kompromisse gefunden werden. Dies kann durch die Umwandlung der indirekten Subventionen in direkte Subventionen und schrittweisen Abbau kontraproduktiver Subventionen realisiert werden.
- Auf lange Sicht ist eine nachhaltige Ressourcenplanung und -verwertung erforderlich. Energiequellen müssen ihrem ökonomischen Wert auf dem Weltmarkt gemäß bewertet und ihre Preise entsprechend gestaltet werden. Ökonomische Prinzipien wie Grenzkostenbetrachtungen und Effizienz in der Preisgestaltung sollten berücksichtigt werden, anstatt ausschließlich auf rein finanzielle Analysen zu setzen.
- Entsprechend den gegebenen Möglichkeiten sollten unterschiedliche Energiearten genutzt werden, die nach den Kriterien der Verfügbarkeit und volkswirtschaftlicher Kosten nebeneinander im Energiemix eingesetzt werden. Dies kann durch eine konsequente Politik zur Markteinführung erneuerbarer (solarer) Energien durchgesetzt

werden, wie das Beispiel der Windkraftnutzung in Deutschland zeigt. Bei netzgekoppeltem Betrieb, wie er bei der Stromerzeugung die Regel ist, bietet sich also das Instrument der gesetzlichen Einspeisevergütung an.

- Viele Technologien, die bereits ausgereift und konstruktiv relativ einfach aufgebaut sind, z.B. der solaren Warmwassererzeugung, würde allein eine etwas stärkere Internalisierung der externen Kosten zum Durchbruch verhelfen. Auch eine Verordnungslösung, die bei neuerrichteten Gebäuden die solare Brauchwassererwärmung zu einem bestimmten Prozentsatz vorschreibt, wäre angesichts der relativ geringen Zusatzbelastung bei der Integration in den Bauprozess problemgerecht. Solange ein großer Teil der Versorgung noch auf Technologien basiert, die unabhängig von der natürlichen Variabilität und dazu ausreichend flexibel sind (z.B. kleinere KWK-Anlagen), ist es sinnvoll, bei einem Netzverbund die noch verbleibende Anpassung mit diesen Technologien zu bewerkstelligen.
- Für den Haushaltsektor sind die Ziele rationelle Energieverwendung sowie Nutzung einheimischer Gasreserven und erneuerbarer Energien von besondere Bedeutung. Die technische Fragen der Energiewandler und der passiven Energiesysteme sind dabei ebenso von Bedeutung wie die verhaltensorientierten Komponenten der Energieeinsparung. Die rationelle Energieverwendung kann durch folgende Maßnahmen realisiert werden: Gesetze und Vorschriften, Preisbildung, Anreize, Ausbildung und Verbraucherberatung.

Ohne eine gründliche Änderung des Verbraucherverhaltens im Iran, bzw. ohne Angleich der nationalen Energiepreise an die Weltenergiepreise scheint die Realisierung der oben genannten Vorschläge allerdings unmöglich zu sein.

Literaturverzeichnis

- [1] Cheref, M.: Probleme der Energieerzeugung und Verteilung in Algerien, Elektronik und Energietechnik, VI. Internationales Weiterbildungsprogramm Berlin 90, herausgegeben von Zentrum für technologische Zusammenarbeit Heft 17.
- [2] Kalume, N. B.: Strukturmodule, ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Band 18, Universität Stuttgart, 1994.
- [3] Sabuhi, J.: Entwicklung der Energiesektoren im Iran, in SHARIF, Nr. 8, Sharif University of Technology, Tehran, 1994.
- [4] Hellwig, T., Thöne, E.: Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung, BWK 46 Nr. 9, 1994.
- [5] Sawillion, M., Thöne, E.: Auslegung und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Blockheizkraftwerken bei unsicherer Bedarfsdatengrundlage, Elektrizitätswirtschaft 94 Heft 16, 1995.
- [6] Schuler, M., Meyer, H., Knirsch, S., Holst, M., Hiller, M.: TRNSYS 14 unter Windows mit Windows 4.1, Ein Simulationsprogramm für die energetische und visuelle Gebäudesimulation, im Siebtes Symposium Thermische Solarenergie, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), 1997.
- [7] Jochum P.: Simulation und Optimierung solar unterstützter Heizsysteme mit dem Simulationssystem Smile, Dissertation, Fachbereich Verfahrenstechnik-Energietechnik der TU Berlin, 1996.
- [8] Schadt, F.: Solare Nahwärmesysteme, Ein Überblick zum Stand der Entwicklungen, Studienarbeit am Institut für Energietechnik der TU Berlin, 1993.
- [9] Ehlers, E.: Iran, Grundzüge e. geograph. Landeskunde, Wissenschaftliche Länderkunden, Bd. 18. Wissenschaftliche Buchgesellschaft, Darmstadt, 1980.
- [10] Tehran University, Institute of Geophysics: Journal of the Earth and Space Physics, Vol. 18& 19 No. 1 & 2, 1989-1990.
- [11] Mahmoudi, F.: Geographische Eigenschaften Irans; in Statistical Yearbook 1360 (March 1981- March 1982).
- [12] Kardowani, P.: Allgemeiner Blick auf iranische Erde und ihre Problematiken, in Statistical Yearbook, 1360 bis 1363 (March 1981 bis March 1984).
- [13] Razaghi, E.: The economy of Iran, Tehran 1367 (March 1988- March 1989).
- [14] Stratil-Sauer: Studien zum Klima der Wüste Lut und ihrer Randgebiete, Sitzungsber. Österr. Akad. Wiss., Mathe-Nat., 1.Heft 1952.
- [15] Pabot, H.: Pasture development and range improvement through botanical and ecological studies, Rep. to the Govt. of Iran, Rom 1967.
- [16] <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iran.html> und eigene Bearbeitung
- [17] Ghadamgahi, S.: Die bedeutsame Rolle der Photovoltaik bei der Entwicklung der ländlichen Regionen im Iran, dargestellt am Beispiel aus der iranischen Wüste, Diss. Arbeit, Fachbereich 7 TU Berlin, 1995.
- [18] Ministry of Energy-Power Division, Management Department: Trasnameh (Bilanz), 1378 (March 1999 - March 2000), Tehran, Iran.
- [19] Samimi, J.: Potentielle Solarenergie im Iran, in SHARIF, Nr. 8, Sharif University of Technology, Tehran, 1994.
- [20] Ministry of Energy-Power Division, Management Department: Trasnameh (Bilanz), 1375 (March 1996 - March 1997), Tehran, Iran.
- [21] Ministry of Road and Transportation, Iranian Meteorological Organization: Meteorological Year Book, Department of Publications, 1993.
- [22] World Energy Council: Pricing Energy in Developing Countries, June 2001

-
- [23] Tavanir Power Generation and Transmission Company: Amar Tafsili Sanate Bargh Iran 2000
- [24] Rouvel, L.: Raumkonditionierung. Wege zum energetisch optimierten Gebäude, Springer-Verlag, Berlin, 1978.
- [25] Rauch, K.-C., Franzke, H.-H.: Simulation mit Reaktion der Subsysteme. Einsatz von Simulationssoftware als Hilfsmittel für die Planung von Steuerungs- und Regelungs-Konzepten für die Wärmeversorgung von Gebäuden, HLH 40, Nr.5, 1989.
- [26] Möhl, U.: Gebäudethermik im Entwurf simuliert. HLH 38, Nr.2, 1987.
- [27] VDI-Richtlinie 3808, Januar 1993, Energiewirtschaftliche Beurteilungskriterien für Heiztechnische Anlagen, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1993.
- [28] VDI 2067 Blatt 2: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen, Raumheizung, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1993.
- [29] Casties, M.: Untersuchungen zum Zusammenhang zwischen Nutzerverhalten und Heizenergieverbrauch/-bedarf von Wohngebäuden, VWF Verlag für Wissenschaft und Forschung GmbH, Berlin 1997.
- [30] Julotta Källblad, K.: JULOTTA-Dataprogram för beräkning av värmebalans i rum och byggnader. Universität Lund, Rapport BKL, 1986.
- [31] Derob Higgs, F.S.; Wand, J.W. and Rennie, A.S.: DEROB-IUA 1,0-Users´Manual. National Building Research Institute, Pretoria, South Africa, 1984.
- [32] Dynbil, Feist, W.: Dynamische Wärmebilanz mit dem Programm "DYNBIL". Universität Tübingen, 1981.
- [33] Feist, W.: Thermische Gebäudesimulation - Kritische Prüfung unterschiedlicher Modellansätze, Dissertation Gh Kassel 1994; Verlag C.F.M ller GmbH, Heidelberg
- [34] M hl, U.: Geb udethermik im Entwurf simuliert. Heizung Lüftung/Klima Haustechnik 38, Nr.1, S.83-86; 1987
- [35] Nytsch-Geusen, Christoph: Berechnung und Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden und ihren energietechnischen Anlagen in einer objektorientierten Simulationsumgebung, Fortschritt-Berichte VDI : Reihe 6, Energietechnik ; 472, VDI-Verlag Düsseldorf, 2001
- [36] a) DIN 4701 Teil 1 und 2 (Ausgabe 1983): Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden; Beuth Verlag, Berlin 1983
b) DIN 4701 Teil 3 (Ausgabe 1989): Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden; Beuth Verlag, Berlin 1989
c) DIN 4701 (Ausgabe 1959): Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden; Beuth Verlag, Berlin 1959
- [37] Recknagel/Sprenger/Schramek: Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 94/95 Oldenburg Seite 1666
- [38] Ihle, Claus: Erläuterungen zur DIN 4701, 83 mit Beispielen; Werner-Verlag GmbH, Düsseldorf 1984
- [39] Ruppmann, H; Stolte, C.: Methoden der Energiebedarfsanalyse; Studienarbeit an der TU Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin 1996.
- [40] Hauser, G. und Hausladen, G., Gesellschaft für rationelle Energieverwendung e.V.: Energiepass Version 3.0, Energiekennzahlen zur Beschreibung von Gebäuden; Baucom Verlag B hl, Iggelheim 1991
- [41] Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung), Bundesgesetzblatt Nr 55; Bonn 1994
- [42] Energieb: Energiebewusste Gebäudeplanung, Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) im Auftrag der Hessischen Landesregierung; Darmstadt 1989
- [43] Klien, Jobst: Planungshilfe Blockheizkraftwerke, Ein Leitfaden für Planer und Betreiber, Praxis Kraft-Wärme-Kopplung- Band 3, Verlag C.F.M ller Karlsruhe, 1991.

-
- [44] ISO 9164: Thermal Insulation- Calculation of space heating requirements for residential buildings; International Organization for Standardisation, Genf 1989
- [45] Jahresheizwärme: Bedarf und Verbrauch, KEBAB gGmbH, Berlin, 1994
- [46] Bouillon, H.: Lastanalyse – nicht nur für Prognosezwecke. Elektrizitätswirtschaft 82 Heft 11, 1983.
- [47] Geiger, B.: Tages – und Saisonganganalyse des Energiebedarfs, in : Schäfer, H.: Leistungs –und Lastbedarfssteuerung, Springer-Verlag, 1989.
- [48] Albers, K., Stelzner, P.: Ein Verfahren zur Prognose von Lastganglinien für unterschiedliche Einsatzbereiche, Elektrizitätswirtschaft 92 Heft 6, 1993.
- [49] VDI-Richtlinie 2067, Blatt 7, (1998): *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen-Blockheizkraftwerke*. VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Ausschuss Blockheizkraftwerke, Düsseldorf, 1998.
- [50] Friemelt, N. et al.: Kurzfristige und sehr kurzfristige Lastprognose für elektrische Energieversorgungssysteme, Elektrizitätswirtschaft 81 Heft 24, 1982.
- [51] Baumgartner, T.: „W-Calcul“ kalkuliert Wärme richtig, IMPULS, Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern, April/Mai/Juni 1995.
- [52] VDI-Richtlinie 2067, Blatt 1 bis 7, (1983): Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen. VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Ausschuss Blockheizkraftwerke, Düsseldorf 1983.
- [53] Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau (Hrsg.): Analyse von Informations- und Methodengrundlagen für örtliche Energieversorgungskonzepte; Verlag H. Fuck, Bonn 1982
- [54] Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung (BFLR), Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Projektleitung Energieforschung (PLE) (Hrsg.): Schriftenreihe „Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte“;
- a) Band 1 Energiekonzept Berlin (West), Bonn 1985
 - b) Band 2 Statusbericht 1985, Bonn 1985
 - c) Band 3 Energiekonzept Wilhelmshaven, Bonn 1985
 - d) Band 4 Energiekonzept Rhein-Neckar, Bonn 1985
 - e) Band 5 Wärmeversorgungskonzept Bremen, Bonn 1985
 - f) Band 6 Luftbildgestützte Bestandsaufnahme, Bonn 1985
 - g) Band 7 Energiekonzepte für kleine Gemeinden, Bonn 1986
 - h) Band 8 Energiekonzept Bonn, Bonn 1986
 - i) Band 9 Energiekonzept Nienburg/Weser, Bonn 1986
 - j) Band 12 Energiekonzept Saar, Bonn 1987
 - k) Band 13 Energiekonzept Norderstedt, Bonn 1987
 - l) Band 14 Energiekonzept Südostoberbayern, Bonn 1987
 - m) Band 16 Rationelle Erstellung von Wärmeatlanten, Bonn 1988
 - n) Band 20 Dokumentation des Arbeitsprogrammes Teil 1, Bonn 1988
 - p) Band 21 Dokumentation des Arbeitsprogrammes Teil 2, Bonn 1988
 - q) Band 24 Energiekonzept Freiburg, Bonn 1989
 - r) Band 25 Querschnittsauswertung des Arbeitsprogrammes, Bonn 1990
 - s) Band 26 Energiekonzept Rhein-Main, Bonn 1990
 - t) Band 27 Energiekonzept Trier, Bonn 1991
- [55] Ebel, Witta u.a., Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) (Hrsg): Einsparungen beim Heizwärmebedarf - ein Schlüssel zum Klimaproblem; Darmstadt 1995
- [56] Friederich, Rainer u.a.: Forschungsbericht Energie und Umwelt, Grundlage zur Entwicklung von örtlichen und regionalen Energieversorgungskonzepten; IRB Verlag, Stuttgart 1985
- [57] Fromme, Jörg-W.: Energienachfrage der Haushalte in Entwicklungsländern; Verlag Peter Lang GmbH, Frankfurt am Main 1991
- [58] Winkens, H. P.: Fernwärmespeicherung, -Transport und Verteilung, Endbericht der IKARUS-Projekt, Teilprojekt 4, KFA Jülich GmbH, eigener Vertrieb, Jülich 1994.

-
- [59] Eberhard, G.J., Heide, R., Nürck, W.: Analyse von Informations- und Methodengrundlagen für örtliche Energieversorgungskonzepte, Forschungsprojekt BMBau RS II 1-704102-80.21 (1980), Schriftenreihe „Städtebauliche Forschung“ des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, 1982.
- [60] Saadat, A., Korb, G.: Simulationsprogramm für rationelle und regenerative Energiesysteme, GOMBIS 7.0, in SONNENENERGIE, Nr. 4, 1998
- [61] Saadat, A., Korb, G.: Benutzerhandbuch zu GOMBIS Version 7.0 (unveröffentlicht), Berlin November 1998.
- [62] Rouvel, L.: Wärmegewinn in Wohnungen aufgrund innerer Wärmequellen. Vortrag auf der 18. Berliner Gesundheitstechnischen Tagung, Oktober 1983. Gesundheitsingenieur 105, Nr.3; S.140-142, 1984.
- [63] Steinmüller, B.: Zum Energiehaushalt von Gebäuden - Systemanalytische Betrachtung anhand vereinfachter dynamischer Modelle. Dissertation TU Berlin, FB21, 1982.
- [64] DIN 4701: Mai 1994 Teil 1 und Teil 2
- [65] Mackey, C.O. und Wright, L. T.: Periodic heat flow-homogenous walls and roofs. ASHVE Trans.50, s.293-312, 1944.
- [66] Gertis, K. und Hauser, G.: Instationäre Berechnungsverfahren für den sommerlichen Wärmeschutz im Hochbau- Eine zusammenfassende Darstellung auf Grund des vorliegenden Schrifttums. Berichte aus der Bauforschung, Heft 103, 1975.
- [67] Höglund, I.: Methode zur Berechnung extremer Oberflächentemperaturen an isolierten Außenbauteilen (schwedisch).Ytterkonstruktioner Bygghforskningen R 6, 1973.
- [68] Nehring, G.: Über den Wärmefluss durch Außenwände und Dächer in klimatisierten Räumen infolge der periodischen Tagesgänge der bestimmenden meteorologischen Elemente. Dissertation TU Berlin 1962. Gesundheitsingenieur 83, Nr.7, S.185-189; Nr.8, S.230-242; Nr.9, S.253-269, 1962.
- [69] Mügge, G.: Die Bandbreite des Heizenergieverbrauchs - Analyse theoretischer Einflussgrößen und der praktischen Verbrauchsmessungen. Dissertation TU Berlin, 1993. VDI Fortschrittsbericht, Reihe 19, Nr.69.
- [70] Poos, B.: Simulation des Heizenergiebedarfs von Mehrfamilienhäusern. Dissertation TH Aachen, 1985.
- [71] Mc Adams: Heat Transmission. McGraw-Hill, New York, 1954.
- [72] Hauser, G.; Stiegel, H.: Wärmebrückenatlas für den Mauerwerksbau. Wiesbaden-Berlin, Bauverlag 1990.
- [73] Mainka, G.E.; Paschen, H.: Wärmebrückenatlas, Teubner Verlag Stuttgart, 1986.
- [74] Schweizerischer Ingenieur- und Architekten-Verein: Wärmebrückenatlas1 Neubaudetails, Zürich, 1985.
- [75] Heindl, W.; Krec, K.; Panzhauser, E.; Sigmund, A.: Wärmebrücken, Wien-New York, Springer Verlag 1987.
- [76] Esdorn, H.und Wentzlaff, G.: Zur Berücksichtigung der Sonnenstrahlung bei der Berechnung des Jahreswärmeverbrauchs. Heizung Lüftung/Klima Haustechnik Nr.9, S.358-367, 1981.
- [77] Hauser, G.: Bauphysik, Nr.10,S.43-51, 1988.
- [78] DIN 4108: Wärmeschutz im Hochbau, Teil 1-5 Beuth Verlag GmbH, Berlin, Ausgabe 1981.
- [79] VDI 2078: Berechnung der Kühllast klimatisierter Räume (VDI-Kühllastregel). VDI-Handbuch Lüftungstechnik, Beuth Verlag, Berlin, 1977.
- [80] Heynert, P.: Die Wärmeverluste von Gebäuden an das Erdreich. Dissertation, TU Berlin, 1990.
- [81] Heynert, P.: Die Ermittlung der Wärmeverluste von Souterrain- und Kellerräumen - Ein Berechnungsbeispiel. Gesundheitsingenieur Nr.5, S.265-268, 1991.

-
- [82] Mügge, G.: Der Wärmeverlust erdberührter Bauteile. Heizung Lüftung/Klima Haustechnik, Nr.10, S.61-62, 1993.
- [83] Wiesenberg, R.: Ein Rechenverfahren zur Ermittlung von Wärmebedarfswerten für die Auslegung von Blockheizkraftwerken, Diplomarbeit TU Berlin, Institut für Energietechnik, 1995.
- [84] Wärmeschutzverordnung'95: Verbesserter Wärmeschutz als Gemeinschaftsaufgabe mit der neuen Wärmeschutzverordnung und der neuen Heizungsanlagen-Verordnung. Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau. Bonn, Februar 1995.
- [85] Esdorn, H. und Brinkmann, W.: Der Lüftungswärmebedarf von Gebäuden unter Wind- und Auftriebseinflüssen. Ein Vorschlag für den Entwurf 1978 der DIN 4701 Gesundheitsingenieur 4, S.81-103, 1978.
- [86] Wentzlaff, G.: Weiterentwicklung der Berechnungsverfahren für den Norm-Wärmebedarf und den Jahreswärmeverbrauch von Heizanlagen. Dissertation TU Berlin, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1983.
- [87] Institut Wohnen und Umwelt: Leitfaden Energiebewusste Gebäudeplanung. Hrsg.: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten. 3. Auflage, Wiesbaden, 1992.
- [88] Albers, J.: Wärmetechnische Sanierung im industriellen Wohnungsbau unter spezieller Berücksichtigung eines solar unterstützten Heizsystems; Diplomarbeit an der TU Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin 1995.
- [89] Junghans, D.: Einsatzmöglichkeiten von Blockheizkraftwerken im Wohnungssektor der Russischen Föderation, Diplomarbeit an der TU Berlin, Institut für Energietechnik, 2001
- [90] Stolte, C.: Betriebsanalyse und Wirtschaftlichkeit des Energieverbundes „Königstadt-Terrassen“ Untersuchung eines Blockheizkraftwerkes mit Absorptionskältemaschine I, Diplomarbeit an der TU Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin 1998.
- [91] Ruppman, H.: Simulation und Wirtschaftlichkeit eines Kraft-Wärme-Kälte-Verbundes bei Variation der Fahrweise und der Rahmenbedingungen; Diplomarbeit an der TU Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin 1998.
- [92] DIN V 4757 Teil 1 - 4, Vornorm. Solarthermische Anlagen, November 1995.
- [93] DIN 4757 Teile 1-4. Solarthermische Anlagen, November 1980.
- [94] VDI 2055, VDI-Richtlinien, Wärme- und Kälteschutz für betriebs- und haustechnische Anlagen, Düsseldorf, Juli 1994.
- [95] VDI-Richtlinien, VDI 2076, Leistungsnachweis für Wärmeaustauscher mit zwei Massenströmen. Düsseldorf, Oktober 1995.
- [96] Meli, M.: Möglichkeiten und Grenzen der Sonnenenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von Niedertemperaturkollektoren, Grundlagen - Technische Systeme - Wirtschaftlichkeit. Dissertation Universität Essen, 1978.
- [97] Gutierrez, G. [u.a.]: Simulation of Forced Circulation Water Heaters; Effects of auxiliary Energy Supply : Load Type and Storage Capacity". Solar Energy 15, 287, 1974.
- [98] Ministry of Road and Transportation, Iranian meteorological Organization, Persönliche Mitteilung.
- [99] Meteorological Year-Book: 1993
- [100] Goh, T. N., Tan, K. J.: Stochastic modeling and forecasting of solar radiation data, Solar Energy, Vol.19, Pergamon Press, Printed in Great Britain, 1977.
- [101] Aguiar, R., Collares-Pereira, M.: TAG: A time-dependent, autoregressive, Gaussian Model for generating synthetic hourly radiation, Solar Energy, Vol. 49, No. 3, Printed in the U.S.A., 1992.
- [102] Gordon, J. M., Reddy, T. A.: Time series analysis of daily horizontal solar radiation, Solar Energy, Vol. 41, No. 3, Printed in the U.S.A., 1988.
- [103] Erbas, D. G., Klein, S. A., Duffie, J. A.: Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, Solar Energy, Vol. 28, Pergamon Press, Printed in Great Britain, 1982.

-
- [104] Hatfield, J. L., Giorgis, R. B., Flocchini, R. G.: A simple solar radiation model for computing direct and diffuse spectral fluxes, *Solar Energy*, Vol. 27, No. 4, Pergamon Press, Printed in Great Britain, 1981.
- [105] Applications handbook, Chap. 58: Solar energy utilization for heating and cooling, ASHREA, New York, 1978.
- [106] NOAA, SOLMET Vol. 2- Final Report National Climatic Center: National oceanic and atmospheric administration, Asheville, North Carolina, 1970.
- [107] Gueymard Chr.: Critical analysis and performance assessment of clear sky solar irradiance models using theoretical and measured data, *Solar Energy*, Vol. 51, No. 2, Printed in the U.S.A., 1993.
- [108] Davies, J. A., McKay, D. C., Luciani, G., Abdel-Wahab, M.: Validation of models for estimating solar radiation on horizontal surfaces, *IEA Solar Research and Development*, Vol. 1, Final report, Canada, 1988.
- [109] Blümel, K., Hollan, E., Kähler, M., Peter, R.: Entwicklung von Testreferenzjahren (TRY) für Klimaregionen der Bundesrepublik Deutschland, BMFT -FB -T86-051, Karlsruhe, 1986.
- [110] Remund, J., Salvisberg, E., Kunz, S., (METOTEST): METEONORM Meteorologische Grundlagen für die Sonnenenergienutzung, Handbuch für Solarplaner, Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Bern 1995.
- [111] Bolle, H. J.: Fernerkundung und die Erforschung globaler Änderungen auf der Erde, Institut für Meteorologie der Freien Universität Berlin, 1990.
- [112] Iqbal, M.: An Introduction to solar radiation, Academic Press, 1983.
- [113] Meliö, M., Kleemann, M.: Regenerative Energiequellen, Springer Verlag Berlin Heidelberg, 1988.
- [114] Liu, B.Y.H. Jordan, R.C.: The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, *Sol. Energy* 4, 1960.
- [115] Winje, D., Witt, R.: Energiewirtschaft, Handbuchreihe Energieberatung/ Energiemanagement, Springer-Verlag, 1991
- [116] Demmel, S.: Analyse von Systemen zur Versorgung mit Strom, Wärme und Kälte, Dissertation, Fakultät für Physik der TU München, Hieronymus Buchreproduktions GmbH München, 1995.
- [117] Beckmann: Die Verteilung der Selbstkosten in Industrie- und Heizkraftwerken auf Strom und Heizdampf. *Brennstoff-Wärme-Kraft* 5, Nr.2, S. 37-44, 1953
- [118] Piller, W., Rudolph, M. (1991): Kraft-Wärme-Kopplung. VWEV- Verlag, Frankfurt am Main, 2. Ausgabe
- [119] Nitsch, R.: Der exergetische Wirkungsgrad der Heizkraftkopplung. *Brennstoff-Wärme-Kraft* 16, Nr.1, S. 5-7, 1964
- [120] Gsspsrovic, N.: Die Wirkungsgrade der Kraft-Wärme-Kopplung. Ein Vergleich. *Brennstoff-Wärme-Kraft* 34, Nr. 2, S 83-86, 1982
- [121] Behr, H.D.: Wirkungsgrad und Heizzahl zur energetischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. VGB- Kongress "Kraftwerke 1985", S. 332-337, 1985
- [122] Franke, U.: Die effizienz- und leistungsbezogene Prozessanalyse als Ingenieurhilfsmittel. *BWK* 48 (1996) Nr. 6, S. 15-25.
- [123] Belting, T. H.: Analyse der Bewertungsmethoden für Strom- und Nutzwärmekosten. *Brennstoff-Wärme-Kraft* 36, Nr.II, S. 457-462, 1984
- [124] Bejan, A., Tsatsaronis, G., and Moran, M.: *Thermal Design and Optimization*; John Wiley & Sons, Inc., New York, 1996.
- [125] Tsatsaronis, G.: Umdruck zur Vorlesung Energietechnik I, TU Berlin, Institut für Energietechnik, 1998
- [126] Tsatsaronis, G.: Umdruck zur Vorlesung Energietechnik II, Kapitel 11, TU Berlin, Institut für Energietechnik, 1998

-
- [127] Tsatsaronis, G.: Thermoökonomische Analyse von Energieumwandlungsprozessen, Habilitationsschrift, von der Fakultät für Maschinenwesen der RWTH Aachen, 1985
- [128] Pötter, R.: Untersuchung netzunabhängiger Photovoltaikanlagen mit Speichersystemen, VDI-Fortschrittberichte, Reihe 6 (Energietechnik), Nr. 376, VDI-Verlag, 1997.
- [129] Kabelac, S.: Zur Thermodynamik der Strahlung, Habilitationsschrift, Hannover, 1992.
- [130] Franke, U.: Prozessbewertung ohne Exergie, www.fh-flensburg.de/ima/franke Juni 1998
- [131] Wester, H. J.: KWK Planung - Technik - Kosten, in Zeitschrift Energie, Jahrg. 33, Nr. 11, November 1981
- [132] Dehli, M., Huber, E.: Betriebswirtschaftliche und energiewirtschaftliche Bewertung von BHW-Kleinaggregaten zur dezentralen Kraft- Wärme- Kopplung, in Brennstoff- Wärme- Kraft, Band 34, Nr.12, 1982.
- [133] Molt, W., Würth, W., Ebersbach, K. F.: Betriebsverhalten und Wirtschaftlichkeit eines Klein-Blockheizkraftwerks in einem Industriebetrieb, in Brennstoff- Wärme- Kraft, Band 38, Nr.7/8, 1986.
- [134] Dobler, P., Drexler, H., Fessel, E., Kress, H., Kunath, M., Rettich, S., Rudolf, H.: Kriterien zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Blockheizkraftwerken, Elektrizitätswirtschaft, Jahrg. 85, Heft 11, 1986.
- [135] Großmann, U.: Thermodynamische und wirtschaftliche Bewertung von Blockheizkraftwerken mit nachgeschalteter Absorptionswärmepumpe, in Brennstoff- Wärme- Kraft, Band 38, Nr.11, 1986.
- [136] Rosteck, H., Vossen, W.: Energiekosten im Griff - Dynamisch Wirtschaftlichkeitsrechnung - Voraussetzung für Systemvergleiche, in Zeitschrift Energie, Jahrg. 33, Nr. 4, April 1981
- [137] Richarts, F.: Die mathematische Modellierung von Jahresdauerlinien - ein wichtiges Hilfsmittel zur Optimierung des Energieeinsatzes in Kommunen und öffentlichen Einrichtungen, VDI Berichte Nr. 1424, 1998.
- [138] Kreibich, R., Rogall, H., u.a.: Rationelle Energieumwandlung durch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung: Einsatz von Blockheizkraftwerken in Berlin. Berlin; Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT), 1994.
- [139] Rühling, K., Gassel, A.: Das Modelvorhaben Rationelle Strom-, Wärme- und Kälteversorgung in einem Krankenhaus, im 11. Internationales Sonnenforum, Tagungsband, Herausgeber Deutsche Gesellschaft für Solarenergie e.V.- DGS München, Solar Promotion GmbH. Verlag, 1998.
- [140] Gems, B.: Photovoltaische und thermische solare Kühlung im Vergleich, VDI-Fortschrittberichte Nr. 85, Reihe 19 Wärmetechnik/Kältetechnik, VDI-Verlag, 1995.
- [141] Tabor, H.: use of solar energy for cooling purposes, Solar Energy, Vol. 6, No. 4, 1962
- [142] Duffie, J. A., Sheridan, N. R.: Lithium Bromide-Water refrigerators for solar operation, Mechanical & Chemical Engineering Transactions, May 1965.
- [143] Farber, E. A., Flanigan, F. M., Lopez, L., Polifka, R. W.: University of Florida solar air conditioning system, Solar Energy, Vol. 10, No. 2, 1966.
- [144] Ashrae handbook: Absorption air-conditioning and refrigeration equipment; chapter 14, 1979
- [145] Mitchell, John W.: State of the art of active solar cooling. Proceedings of the International Solar Energy Society, annual meeting, 1986
- [146] Logee, T. L.: The effect of insolation levels on the capacity of solar driven absorption chillers. ASME-Publication 81-WA/Sol-29, 1981.
- [147] Matsumoto, H.: An improved absorption chiller-heater for solar cooling, Solar world congress, Perth 1983.
- [148] Noguchi, T.: Overview on thermal application of solar energy in Japan. Solar & Wind Technology, Vol. 2 No.34, 1985.
- [149] Hause, R.: Prinzipielle Auslegungsaspekte für solare Ammoniak-Wasser-Absorptionskühlanlagen, Ki, Klima-Kälte-Heizung 1, 1983.

-
- [150] Eisser, W.: Untersuchung des solarbeheizten Absorptionskältemaschinenprozesses zur Klimatisierung von Gebäuden, Forschungsberichte des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Dissertation Dortmund 1983.
- [151] Wiesner, W.: Nutzung der Solartechnik zur Kälte- und Eiserzeugung in Entwicklungsländern. Ki Klima-Kälte-Heizung 1, 1988.
- [152] Kouremenos, D. A.; Antonopoulos: Predicted performance of solar driven H₂O-LiBr absorption units in Athens, Journal Of Heat Recovery Systems, Vol. 9, No.3, 1989.
- [153] Schmidt, M., Minh, L. n., Wenzel, Th.: Bedingungen für die solare Kälteerzeugung in der VR Vietnam, Luft- und Kältetechnik Nr.2, 1991
- [154] Yazaki Corporation: Installation and Service Manual, Compact Type WFC 600 S.
- [155] York International: Planungsinformation Mini-Absorptions-Flüssigkeitskühler Modell WFC 10.
- [156] Muneer, T., Uppal, A. H.: Modelling and simulation of a solar absorption cooling system. Applied Energy 19, 1985.
- [157] Gatzka, B.: Auslegung und Dimensionierung großer Solaranlagen; DGS-Vortrag zu Solarthermie 2000, Berlin 1995
- [158] Hadorn, J. C.: Wegleitung zur saisonalen Wärmespeicherung, Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, Dokumentation D 028 d, Zürich, April 1989.
- [159] Schicker, M.: Energetische Simulation der Wärmeversorgung des Solar-Campus Jülich in verschiedenen Ausführungen der Rohrleitungen und der Solaren Wärmeeinspeisung mit TRNSYS, Diplomarbeit an der TFH-Aachen, Abteilung Jülich, Solar-Institut Jülich, 1997.
- [160] Meliß, M., Hafner, B., Philippi, H., Repschläger, H. und Späte, F.: Vergleich verschiedener Netzvarianten am Beispiel des geplanten solaren Nahwärmesystems für den Solar-Campus Jülich, im Achten Symposium Thermische Solarenergie, Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), 1998.
- [161] Schafii, S.: Wissenschaftliche Analyse der Flächennutzungsplanung im Iran, TU- International Nr.32/33 1996
- [162] Institut für Erhaltung und Modernisierung von Bauwerken e. V. (IEMB): Expertise, Ausgangslage und Konzepte zur Energieeinsparung und CO₂ - Senkung bei Gebäuden der Großsiedlungen der fünf neuen Bundesländer und Berlin (Ost), Bericht Nr. 2-1, 1993.
- [163] Mack, M., Schwenk, C., Köhler, S.: Kollektoranlagen im Geschoßwohnungsbau – eine Zwischenbilanz,
- [164] Valentin, G.: Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Energiebilanz von Solarthermischen Systemen mit integriertern Elektro-Wärmepumpen, VDI- Fortschrittberichte Energieerzeugung Nr. 237 , VDI-Verlag, 1989
- [165] Amar, Iran statistical Yearbook, Plan & Budget Organization Statistical Center of Iran. 1372 (March 1993- March 1994)
- [166] Amar, Iran Statistical Yearbook, Plan & Budget Organization Statistical Center of Iran. 1377 (March 1998- March 1999)
- [167] Kubessa, M.: Energie Kennwerte, Handbuch für Beratung Planung Betrieb, Brandenburgische Energiespar-Agentur, Potsdam 1998
- [168] Kennziffernkatalog für Investitionskosten- Bereich Wärmeversorgung, Erarbeitung und Vertrieb EWU Engineering- GmbH, 8. Ausgabe, Berlin 1992
- [169] BINE, Informationsdienst: Solare Nahwärme, Ein Leitfaden für die Praxis, Hrsg. Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH, TÜV-Verlag, 1998
- [170] Schrag, T.: Modellierung, Simulation und Optimierung solarthermischer Anlagen in einer objektorientierten Simulationsumgebung, Dissertation, Fachbereich Informatik der TU Berlin, 2000.
- [171] BINE: Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme, profinfo I, 2001

-
- [172] BINE: Kleine netzgekoppelte PV-Anlagen im Breitentest, profinfo I, 1998.
- [173] TRANE: Absorptions - Wasserkühlmaschinen Baureihe ABSC Nennleistungen von 360 bis 6000 kW.
- [174] Amiri, M., Gharibi, A.: The Power enhancement of the Kish island gas turbine using absorption chiller, Proceedings of the 15th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Volume II, July 3-5 2002 in Berlin, Germany, edited by G. Tsatsaronis, M.J. Moran, F. Czesla, T. Bruckner

1. Anhang: Gebäudedaten

Die Gebäudedaten sind unten tabellarisch wiedergegeben.

Abmessungen des Gebäudes L/B/H [m]	48,37 / 12,37 / 17
Nord- und Südfassadenflächen [m ²]	677,2 (Drempel- und Kellerwandflächen wurden abgezogen)
Ost- und Westfassadenflächen [m ²]	173,2 (Drempel- und Kellerwandflächen wurden abgezogen)
Dachfläche [m ²]	589,3
Wohnfläche [m ²]	2384
Raumluftvolumen inkl. Treppenhaus und Keller [m ³]	8375
Fensterflächen N / O / S / W [m ²]	160,2 / 0 / 197,5 / 0
Einlaßtiefe des Kellers in das Erdreich [m]	1,5
mittlere Geschosshöhe [m]	2,8
Interne Quellen Personenbelegung mit einer Dauerleistung [W]	120 Personen 140 (und 8 Stunden pro Tag)
Luftwechselrate [h ⁻¹]	0,8 (konstant)
maximale Innentemperatur [°C]	28
Heiztemperatur [°C]	20 (ohne Nachtabsenkung)

Grunddaten des zugrunde gelegten Versuchshauses.

Schicht	Material	Schichtdicke [m]	Dichte [kg/m ³]	Wärmeleitf. [W/m.K]
1 Innen	Tragschicht	0,150	2.300,0	2,100
2	Istdämmung	0,050	100,0	0,045
3 Außen	Wetterschutz	0,060	2.300,0	2,100

Wandaufbau des Gebäudes

Der Dachboden und die auf der Süd- und Nordseite gelegenden Fenster haben folgenden Eigenschaften:

	Fensterfläche	
Bezeichnung:	Einfachverglasung	
Fensterfläche:	197,5 m ² Süd	145,8 m ² Nord
k-Wert Verglasung:	7,300 W/m ² .K	
g-Wert Verglasung:	0,870	
k-Wert Rahmen:	2,000 W/m ² .K	
Rahmenanteil:	0,20	
Abminderungsfaktor z:	1,00	

Fensteraufbau des Gebäudes

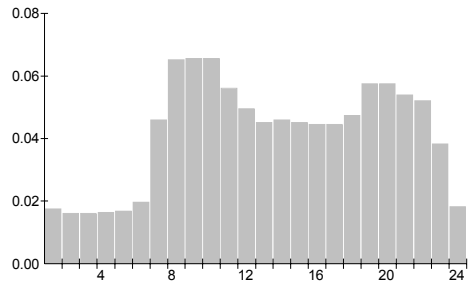
Schicht	Material	Schichtdicke [m]	Dichte [kg/m ³]	Wärmeleitf. [W/m.K]
1 Unten	Stahlbeton	0,140	2.300,0	2,100
2	Istdämmung	0,060	100,0	0,045
3 Oben	Bitumenpappe	0,001	1.100,0	0,170

Aufbau Dachboden des GebäudesAnhang: Tagesgänge

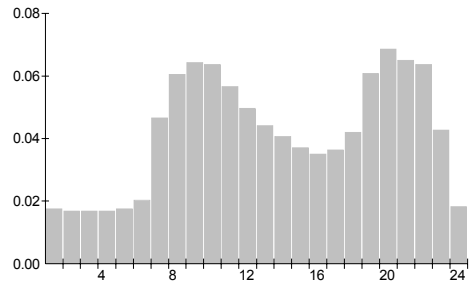
2. Anhang: Typtage

Wärme

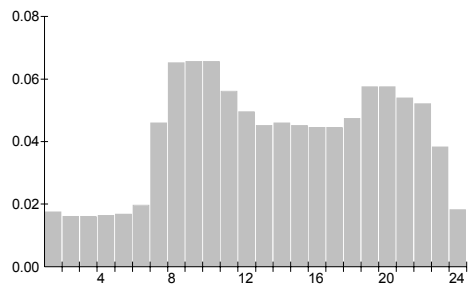
Typ 1: Winter Werktag trüb



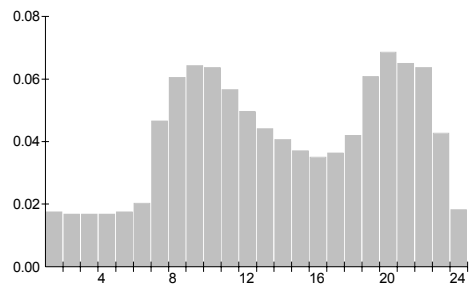
Typ 2: Winter Werktag heiter



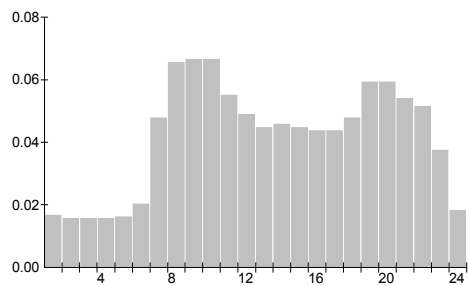
Typ 3: Winter Sonn-/Feiertag trüb



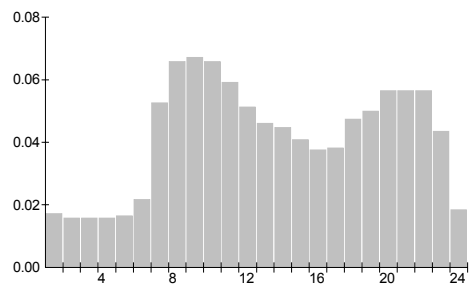
Typ 4: Winter Sonn-/Feiertag heiter



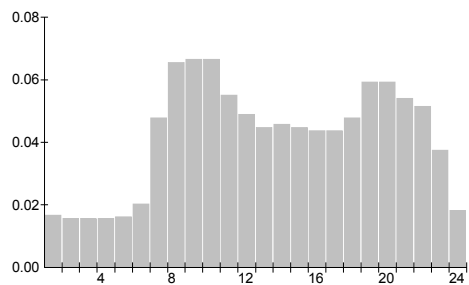
Typ 5: Frühjahr Werktag trüb



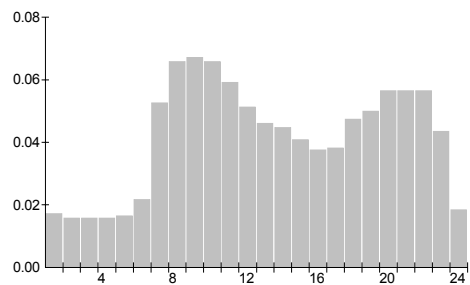
Typ 6: Frühjahr Werktag heiter



Typ 7: Frühjahr Sonn-/Feiertag trüb

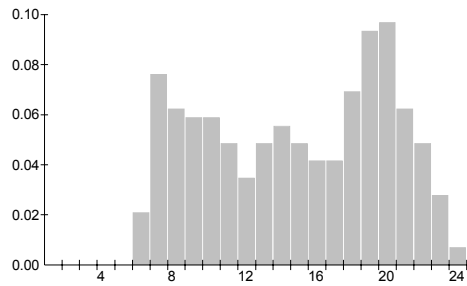


Typ 8: Frühjahr Sonn-/Feiertag heiter

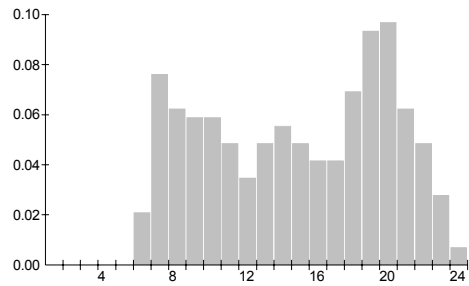


Wärme

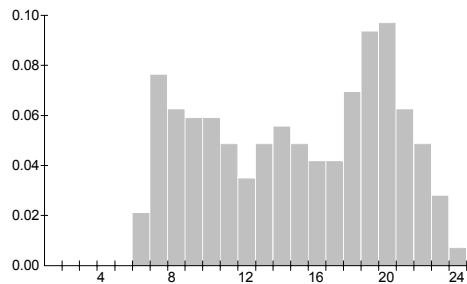
Typ 9: Sommer Werktag trüb



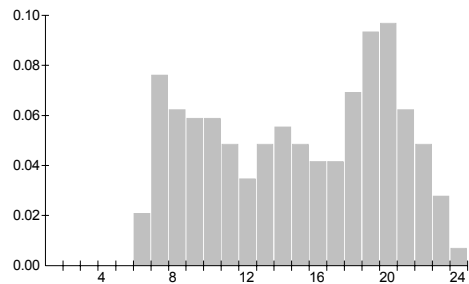
Typ 10: Sommer Werktag heiter



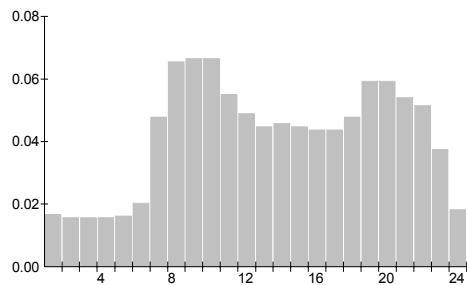
Typ 11: Sommer Sonn-/Feiertag trüb



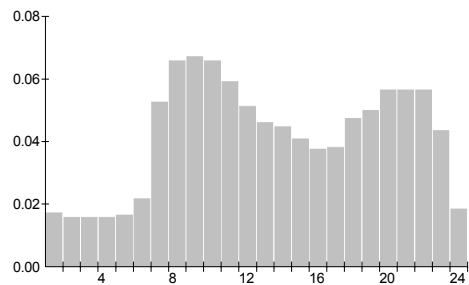
Typ 12: Sommer Sonn-/Feiertag heiter



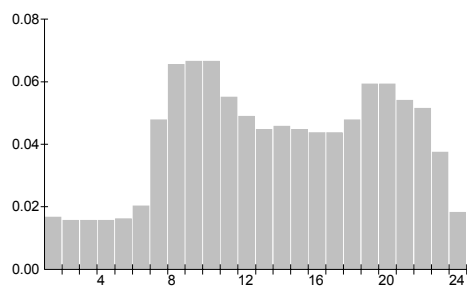
Typ 13: Herbst Werktag trüb



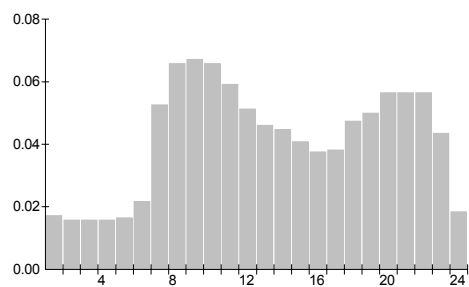
Typ 14: Herbst Werktag heiter



Typ 15: Herbst Sonn-/Feiertag trüb

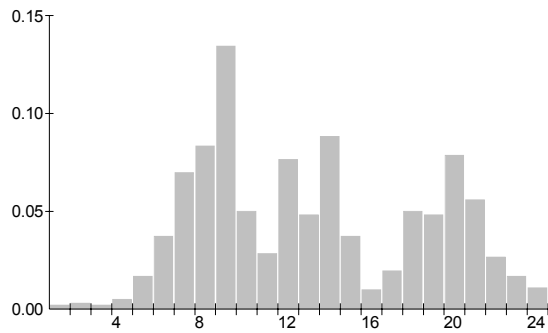


Typ 16: Herbst Sonn-/Feiertag heiter

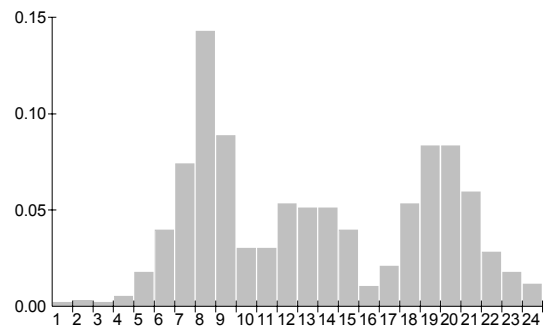


Warmwasser

Wochenende

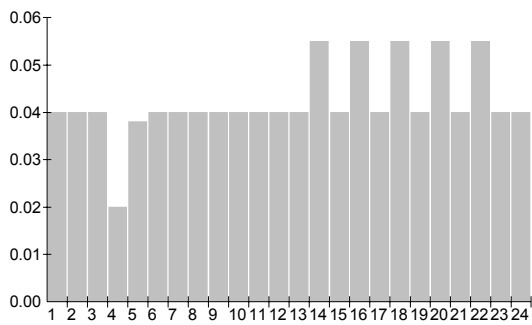


Werktage

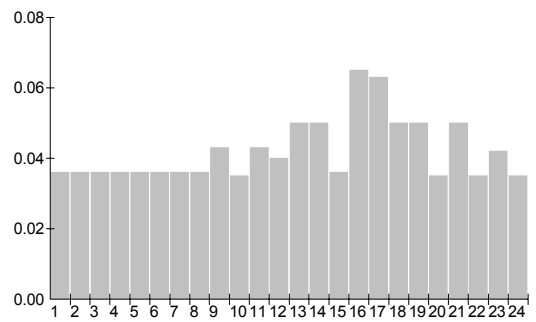


Kälte

Wochenende

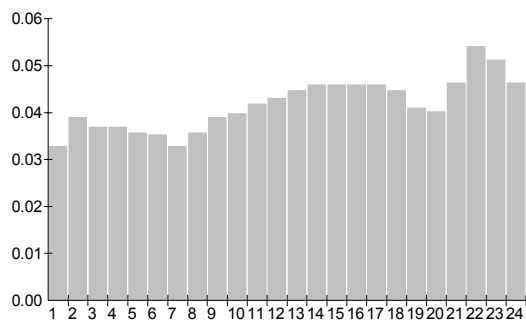


Werktage

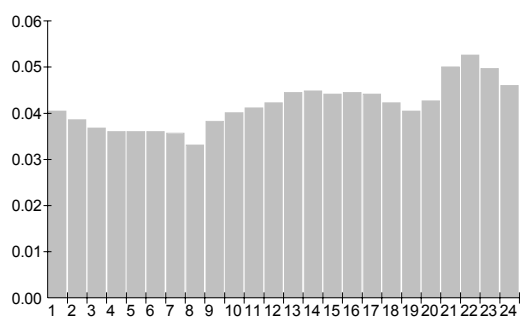


Strom

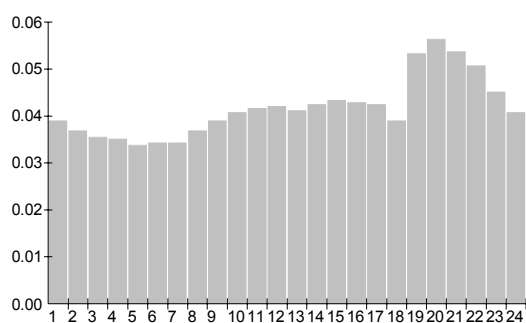
Tagesgang: April, Mai, Juni



Tagesgang: Juli, Aug., Sep.



Tagesgang: Okt., Nov., Dez.



Tagesgang: Jan., Feb., März.

