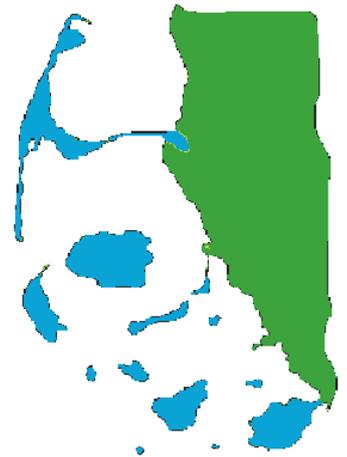


Projekt "Energievision Uthlande" Bericht 2005



www.inselundhalligkonferenz.de
www.uthlande.de

Impressum

Investitionsbank Schleswig-Holstein
Energieagentur

Autoren:

Dipl.-Ing. Architekt Gunnar Bartels
Dipl.-Geogr. Erik Brauer
Dipl.-Ing. Jörg Wortmann

Hinweis:

Die auf diesen Bericht basierenden Leistungen wurden im Rahmen des Projektes „Regionen Aktiv“ vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft gefördert.

Stand: Dezember 2005

INHALT

1.	Einleitung	4
1.1	Rahmenbedingungen	4
1.2	Ziel des Projektes und Vorgehensweise	4
2.	Umsetzung des Projektes	5
2.1	Der Auftaktworkshop	5
2.2	Untersuchung von Modellvorhaben	7
2.2.1	Möglichkeiten der energetischen Sanierung einer Liegenschaft auf Sylt	7
2.2.2	Hallig Nordstrandischmoor, Norderwarf, Wohngebäude mit Einliegerwohnung	22
2.2.3	Holzheizwerk auf Amrum	33
2.2.4	Erdwärmenutzung auf Hallig Hooge, Lorenzwarf / Mitteltritt	52
2.3	Weitere regionale Projektansätze	81
2.3.1	Erfahrungen und Entwicklungen auf Pellworm	81
2.3.2	Energieversorgung Helgoland	84
2.3.3	Weiterentwicklung der Windenergienutzung auf Föhr	97
2.3.4	Biogasanlagen auf Föhr	97
2.3.5	Neubau Einfamilienhaus Gloy auf Föhr	97
2.3.6	Ideen und Aktivitäten auf Sylt	97
3.	Bewertung und Perspektive	97
3.1	Der Abschlussworkshop	97
3.2	Übergeordnete regionale Maßnahmen	97
3.3	Vorschlag für ein Energieleitbild der "Energievision Uthlande"	97
4.	Anhang	97

1. Einleitung

1.1 Rahmenbedingungen

Die Region Uthlande umfasst die Inseln und Halligen im Nordfriesischen Wattenmeer sowie die Hochseeinsel Helgoland.

Das Projekt „Energievision Uthlande“ wird als Teil des regionalen Entwicklungskonzeptes „Region Uthlande“ im Rahmen des Programms „Regionen Aktiv“ durch das Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft umgesetzt und gefördert.

Die Insel- und Halligkonferenz ist der Zusammenschluss aller Gemeinden, Ämter und Städte der Nordfriesischen Inseln und Halligen sowie der Hochseeinsel Helgoland. Ziel des Zusammenschlusses ist, gemeinsame Positionen der Entwicklung, der Wirtschaft und Politik auch gemeinsam zu vertreten. Besondere Schwerpunkte bilden dabei die Sicherung und Erhalt des natürlichen Lebensraumes für die nächsten Generationen.

Das Projekt „Energievision Uthlande“ stellt die Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Inseln und Halligen heraus und durch die Beteiligung von Bürgern und Gemeinden soll gleichzeitig das regionsbezogene Selbstbewusstsein gestärkt werden. Zur langfristigen Sicherung der Lebensqualität in der Region Uthlande spielt eine nachhaltige Energiepolitik eine wichtige Rolle.

Die Durchführung des Projektes baut auf Erfahrungen mit bereits durchgeführten Maßnahmen und Projekten auf. Hervorzuheben sind beispielsweise die Studien und Aktivitäten bezogen auf das Energieautarkiekonzept Pellworm, das LEADER II Projekt „Sonne für Föhr“ sowie die Aktivitäten im Rahmen des europäischen Kooperationsprojektes „RESWAD - 100 % Renewable Islands“, die zeigen, dass die Nutzung regenerativer Energien vor dem Hintergrund der besonderen klima- und naturgeografischen Gegebenheiten der Region einen Beitrag leisten kann, eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Energieversorgungsstruktur langfristig sicher zu stellen.

Die Energieagentur der Investitionsbank Schleswig-Holstein wurde durch die Insel und Hallig Kon-

ferenz beauftragt das Projekt „Energievision Uthlande“ bis Ende 2005 zu unterstützen. Die zentrale Beratung, Moderation und Koordination der Maßnahmen fand durch die Investitionsbank Schleswig-Holstein in unmittelbarer Abstimmung mit der Insel und Hallig Konferenz und allen maßgeblichen regionalen Akteuren, z. T. unter Einbindung externer Berater und regionaler Unternehmen statt.

1.2 Ziel des Projektes und Vorgehensweise

Das übergeordnete Ziel der „Energievision Uthlande“ ist die Verminderung der Belastung von Klima und Atmosphäre und die Sicherung der Wirtschaftskraft der Region durch eine nachhaltige Energieversorgung.

Im Rahmen des einjährigen Projektes wurden verschiedene Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien in dieser Region durch die Identifizierung von beispielhaften Modellprojekten konkretisiert. Gemeinsam mit den maßgeblichen Akteuren und Entscheidungsträgern wurde die Umsetzungsfähigkeit dieser Projekte überprüft und Handlungsempfehlungen für deren mögliche Realisierung entwickelt. Zur Identifikation der Projektansätze ist ein Auftaktworkshop mit themenspezifischer Fachbeiträgen, unter Einbindung weiterer Experten durchgeführt worden.

In einem zweiten Workshop wurden die erarbeiteten Zwischenergebnisse präsentiert und weitere Projektideen konkretisiert.

Daneben wurden Instrumente dargestellt, durch die Einsparpotentiale bei der Energiebewirtschaftung von Gebäuden, mit dem Ziel der Kostenreduzierung und gleichzeitiger Schonung der natürlichen Ressourcen, aufgezeigt werden.

Eine selbständige Fortführung der Aktivitäten soll mit Hilfe eines strategischen Maßnahmenkataloges erleichtert werden. Auf Grundlage der Ergebnisse des zweiten Workshops wurden Maßnahmen bestätigt, die zur Erreichung der übergeordneten Ziele der „Energievision Uthlande“ beitragen können. Dabei ist auch die notwendige Struktur für eine Fortführung der umfassenden Beratung, Projektbegleitung und neuen Projektentwicklung im

Bereich der Erneuerbaren Energien und Energieeinsparung durch regionale Akteure zu betrachten. Die Erfahrungen und Ergebnisse des Projektes werden im vorliegenden Abschlussbericht zusammengefasst. Dieser soll als Vorlage gegenüber den relevanten regionalen Gremien dienen, um einen Beschluss über weitere notwendige Schritte sowie den möglichen Aufbau einer selbständigen regionalen Beratungsstruktur im Sinne der „Energievision Uthlande“ herbeizuführen.

2. Umsetzung des Projektes

2.1 Der Auftaktworkshop

Zum Projektstart der "Energievision Uthlande" ist ein Auftaktworkshop am 20. Januar 2005 im Strandhotel Dagebüll mit den Akteuren dieser Region durchgeführt worden. Der Workshop wurde mit Impulsreferaten unterschiedlicher Fachleute zu den Themenbereichen "Nutzung von Erneuerbaren Energien und Energieeinsparung" eröffnet (Einladung, Tagesordnung, Foliensammenfassung, Protokoll sowie Teilnehmerliste im Anhang). Den Schwerpunkt dieser Auftaktveranstaltung bildeten die hieran anschließende Vorstellung und Diskussion der lokalen Projektansätze sowie deren Umsetzungsmöglichkeiten. Abschließend wurden die formulierten Projektziele der "Energievision Uthlande" aufgezeigt und durch die Teilnehmer/innen des Workshops bestätigt.

In den folgenden Auszügen eines Zeitungsartikels des Schleswig-Holsteinischen Zeitungsverlages vom 24.01.05 werden die Inhalte des Workshops zusammengefasst und Teile aus der Rede des teilnehmenden Staatssekretär des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein Willi Voigt zitiert:

„Die nordfriesischen Inseln und Halligen sind auf gutem Wege, ihre Energiechancen für die Zukunft durch den Einsatz von Sonne, Biomasse und andere erneuerbare Quellen auszuschöpfen. Das erklärte Staatssekretär Wilfried Voigt aus dem Kieler Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr beim ersten Energie-Workshop in Dagebüll. An der Veranstaltung nahmen auf Einladung des Regionalbüros Uthlande mit Sitz in Wyk auch Vertreter der Bau- und Kommunalverwaltung, der Schutzstation Wattenmeer und Landwirte teil. Staatssekretär Voigt erklärte in diesem Auftakt-Workshop zur "Energievision Uthlande", die Inseln und Halligen seien mit ihrem Entwicklungskonzept

Teil des bundesweiten Programms "Regionen Aktiv". Im Rahmen von Beratungsvorhaben bestehe die Chance, die in der Region bereits vorhandenen Ansätze und bisher gemachten Erfahrungen aufzugreifen und in neue Vorhaben zu überführen. Das Land habe bereits mit EU-Mitteln aus dem LEADER-Programm thermische und photovoltaische Solarprojekte unter dem Etikett "Sonne auf Föhr" mit 300.000 Euro gefördert. Mit weiteren 18.000 Euro Förderung für die Studie "100 Prozent Renewable Islands" sei eine Grundlage für die Erkennung von Potenzialen zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Region Uthlande geschaffen worden. Zu dem, was in der Region bereits läuft, wurden "Impulsreferate" gehalten, die nicht zuletzt auch einer Identifizierung lokaler Ansätze dienen. Deutlich wurde, dass es in der Region bereits eine Fülle von Ansätzen zur Nutzung erneuerbarer Energien gibt. Als Beispiele von Föhr wurden die Nutzung von Biogas und Rapsöl angesprochen, von der Insel Amrum die Holznutzung, von Sylt die Klärschlamm-trocknung, ferner Themen wie Geothermie, Energiesparen, Wärmedämmung, Passivhäuser und Pelletheizungen.

Mit der Kraft aus Sonne und Biomasse in die Zukunft

Durch Modellvorhaben soll die Nutzung erneuerbarer Energien in der Region Uthlande mit ihren Inseln und Halligen vorangebracht werden. Bei einem Workshop in Dagebüll wurden Ideen gesammelt und Visionen entwickelt.

Nordfriesland

Die nordfriesischen Inseln und Halligen sind auf gutem Wege, ihre Energiechancen für die Zukunft durch den Einsatz von Sonne, Biomasse und andere erneuerbare Quellen auszuschöpfen. Das erklärte Staatssekretär Wilfried Voigt aus dem Kieler Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr beim ersten Energie-Workshop in Dagebüll. An der Veranstaltung nahmen auf Einladung des Regionalbüros Uthlande mit Sitz in Wyk auch Vertreter der Bau- und Kommunalverwaltung, der Schutzstation Wattenmeer und Landwirte teil.

Staatssekretär Voigt erklärte in diesem Auftakt-Workshop zur „Energievision Uthlande“, die Inseln und Halligen seien mit ihrem Entwicklungskonzept Teil des bundesweiten Programms „Regionen Aktiv“. Im Rahmen von Beratungsvorhaben bestehe die Chance, die in der Region bereits vorhandenen Ansätze und bisher gemachten Erfahrungen aufzugreifen und in

neue Vorhaben zu überführen. Das Land habe bereits mit EU-Mitteln aus dem LEADER-Programm thermische und photovoltaische Solarprojekte unter dem Etikett „Sonne auf Föhr“ mit 300.000 Euro gefördert. Mit weiteren 18.000 Euro Förderung für die Studie „100 Prozent Renewable Islands“ sei eine Grundlage für die Erkennung von Potenzialen zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Region Uthlande ge-

schaffen worden. Zu dem, was in der Region bereits läuft, wurden „Impulsreferate“ gehalten, die nicht zuletzt auch einer Identifizierung lokaler Ansätze dienen.

Deutlich wurde, dass es in der Region bereits eine Fülle von Ansätzen zur Nutzung erneuerbarer Energien gibt. Als Beispiele von Föhr wurden die Nutzung von Biogas und Rapsöl angesprochen, von der Insel Amrum die Holznutzung, von Sylt die Klärschlamm-trocknung, ferner Themen wie Ge-



Gemeinsame Besuche nach Energie-Workshop

thermie (Nutzung von Erdwärme), Energiesparen, Wärmedämmung, Passivhäuser und Pelletheizungen. Das Projekt „Energievision Uthlande“ ist endlich vorerst auf ein Jahr ausgelegt. Danach sollen die Maßnahmenkatalog stehen und können weiter entwickelt werden. Dem Projekt hat sich die Landesförderer Investitionsbank Schleswig-Holstein mit ihrer „Energieagentur“ zur Seite gestellt.

Nach etwa der Hälfte der Projektlaufzeit sollen Zwischenberichte erstellt und in einem zweiten Strategieworkshop konkretisierte Schritte zur Realisierung der „Energievision“ besprochen werden. „Vorab werden wir mit den in Frage kommenden Akteuren reden“, erklärte Diplom-Geograph und Banker Erik Krauer, Leiter der Energieagentur. Außerdem sind im Rahmen des vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft geförderten Projekts Informationsveranstaltungen vorgesehen. Über dies soll den Kommunen der Uthlande ein Energie Control Ring angeboten werden.

Quelle: www.shz.de

In der folgenden Übersicht sind die Projektansätze tabellarisch, nach Regionen geordnet, aufgeführt.

Region	Projektideen, Umsetzung/Maßnahmen
Nordstrand	Wärmeversorgung des geplanten „Nationalparkcamps“ der Nationalparkservice GmbH durch erneuerbare Energieträger (Holzpellets) bzw. Realisierung eines innovativen Gebäudekonzeptes (ggf. Passivhaus),
Hallig Nordstrandischmoor	Möglichkeiten der Umstellung der Heizung und Warmwasserbereitung - über den Einsatz erneuerbarer Energien sowie Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung für privates Wohnhaus (Bj. 1963) inkl. 2 Ferienwohnungen prüfen. Wärmeversorgung erfolgt ausschließlich über Strom.
Hallig Hooge, Warft Mitteltritt	Wärmeversorgung durch Erdwärme- bzw. Solarenergienutzung im Zusammenhang mit Aufwartungsmaßnahme sowie Sanierungsmaßnahmen zur Energieeinsparung der Gebäude prüfen.
Insel Pellworm	Prüfung von Ansätzen des Energiekonzeptes der Insel, z.B. ein Aquiferwärmespeicher, insbesondere im Zusammenhang mit der geplanten Biogasanlage.
Insel Föhr	Möglichkeiten der Wärmeversorgung eines Neubauvorhabens (ca. 15 Wohneinheiten) durch eine Biogasanlage oder ein Rapsöl-BHKW (200 kW) konkretisieren. Aktuelle Betrachtung des bestehenden Biogasanlagenkonzeptes prüfen und ggf. konkretisieren.
Insel Amrum	Möglichkeiten der Umstellung der Wärmeversorgung des Schwimmbades und des Kurmittelhaus in Wittdün von Heizöl auf den Energieträger „Restholz“ prüfen.
Insel Sylt	Konzept der solaren Klärschlamm-trocknung in Anlehnung an das geplante Vorhaben in Wyk auf Föhr konkretisieren. Trassenführung und Netzeinspeisung des Bürger-Offshore-Windparks Butendiek soll zwischen den Akteuren diskutiert werden.
Regions-übergreifende Aktivitäten	Informationsveranstaltungen zum Thema Energiecontrolling in kommunalen Liegenschaften sowie bei Bedarf Handwerkerschulungen zum Thema erneuerbare Energien.

Die Umsetzungsmöglichkeiten der Projekte wurden mit den entsprechenden Ansprechpartnern vertieft und ggf. unter Einbindung externer Experten konkretisiert.

2.2 Untersuchung von Modellvorhaben

2.2.1 Möglichkeiten der energetischen Sanierung einer Liegenschaft auf Sylt

1. Vorbemerkung

Ziel der Untersuchung ist die Einschätzung der energetischen Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik sowie der Darstellung von Sanierungsmaßnahmen und Möglichkeiten zur weiteren Energie- und Kosteneinsparung.

Aufgrund der der Komplexität der Liegenschaft wurde eine Voruntersuchung durchgeführt. Für eine Konkretisierung der hier vorgeschlagenen Maßnahmen und einer gewerkeweisen Ausschreibung muss ein Architekten- oder Bau-Planungsbüro das Objekt nochmals analysieren. Die bereits dokumentierten Ergebnisse bilden hierfür eine gute Grundlage.

2. Die Liegenschaft

Das "ADS Schullandheim" stammt aus den 30-iger Jahren und wurde zur militärischen Nutzung errichtet. Später fand dann die Umnutzung als Schulandheim statt.

Basis der Untersuchung:

- Vor-Ort-Begehung am 01.06.2005,
- Telefonate mit dem Verwalter und Hausmeister
- Informationsaustausch mit Architekt Brodersen

Objekt: Schulwohnheim Rantum, Sylt

Das Untersuchungsobjekt

Bei dem Untersuchungsobjekt handelt es sich um ein in den 30-er Jahren errichtetes ehemaliges Kasernengebäude, welches nun zu Wohnzwecken genutzt wird. Die Außenwand ist massiv, zweischalig mit ca. 7 cm Luftspalt; Steildach mit Asbest-/zementgebundener Flacheindeckung, Vollkeller, der benutzt und beheizt wird, sowie einer Erdgas-Zweikesselanlage (2*ca. 400 kWth) mit zusätzlich 3 Senertec Kleinst-BHKW (5 kWel, 15 kWth).

Das Objekt wurde nur als Hauptbau ohne Seitenflügel einer ersten Energiebilanzierung unterzogen.



Auffälligkeiten:

- Die Heizkessel sind mit rd. 20 Jahren am Ende ihrer technischen Lebensdauer.
- Die BHKW sind regel- und steuerungstechnisch nicht optimal eingebunden.
- Die Heizungsumwälzpumpen sind bis auf eine Ausnahme nicht drehzahl geregelt; hier sollte ein Ersatz und eine neue Regelung angedacht werden.
- Die Außenwand zeigt deutliche Mängel der Verfugung; diese wurde teilweise bereits ausgebessert,
- Die zweischalige Außenwand eignet sich aufgrund des relativ breiten Luftspalts hervorragend zur nachträglichen Kerndämmung.
- Das Dach scheint hervorragend gedämmt zu sein. Die Eindeckung ist schadhafte, teilweise ausgebessert und dringend ersatzbedürftig.
- Die Kunststofffenster sind zwar noch intakt aber auch in der Nähe ihres technischen Lebensalters. Eine Erneuerung mit z.B. Wärmeschutzverglasung verbessert die energetische und Kosten-Situation deutlich.

Fotodokumentation der Liegenschaft und Aufzeigen von Mängeln sowie Ansätze zur Sanierung



Bei der Bilanzierung wurde nur das Torhaus berücksichtigt ohne Seitenflügel.



Die Dacheindeckung muss erneuert werden.



Die Dachdämmung als Zwischensparren- und Untersparrendämmung scheint sehr üppig ausgeführt worden zu sein und wurde in der ersten Energiebilanzierung mit rd. 16 cm WLG 040 angesetzt.



Die Einbindung der HKA bzw. Senertec-Kleinst-BHKW ist suboptimal und sollte verbessert werden.



Die Verfugung muss erneuert werden, evtl. auch Fallrohre und Blitzschutz.



Nachträgliche Kerndämmung und neue Verfugung sollten in einem Arbeitsgang bewerkstelligt werden



Stromsparende, drehzahlgeregelte Umwälzpumpen sind Stand der Technik. Die zwei alten Erdgas-Heizkessel sollten erneuert werden.



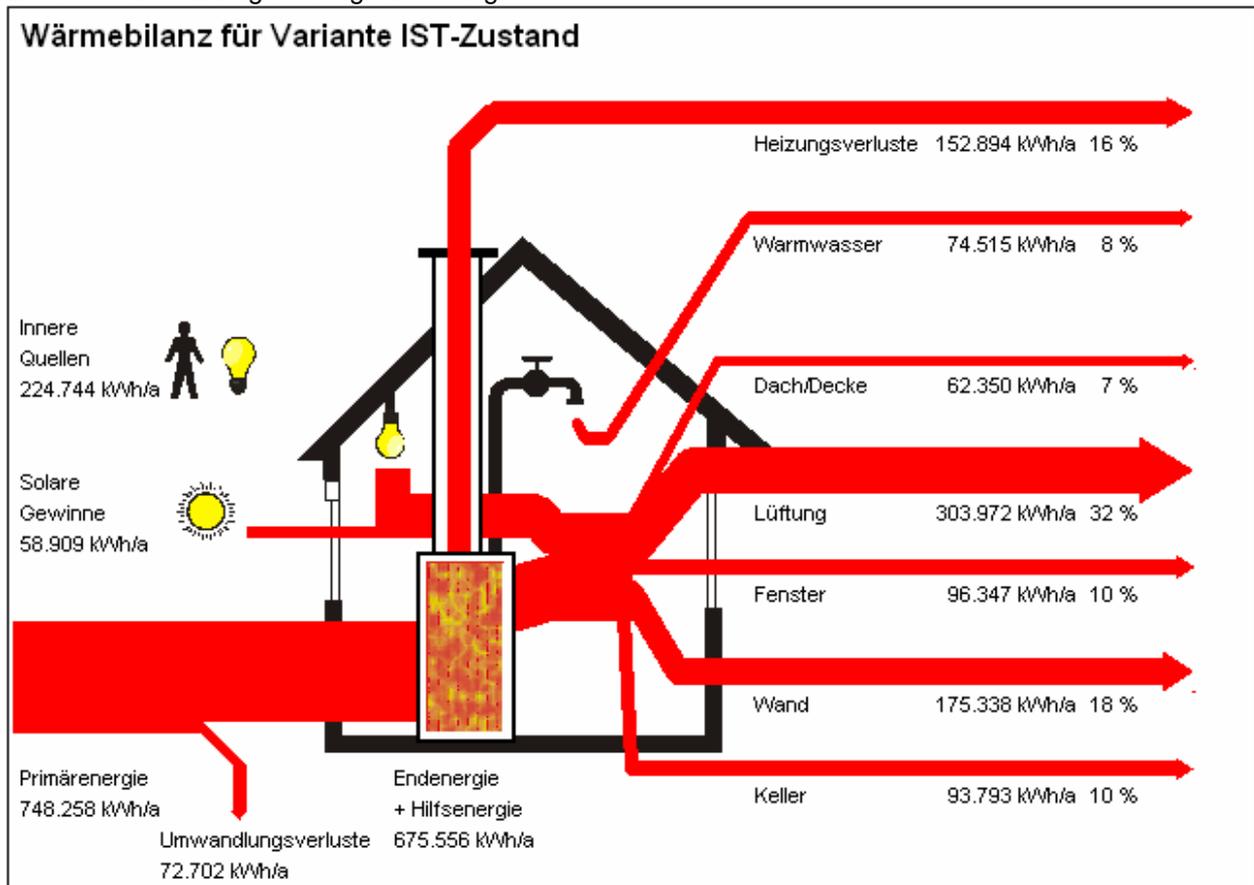
Die Fenster scheinen ersatzbedürftig.

2. Energetische Betrachtung der IST-Situation

Energiebilanz

Basis der Energiebilanzierung ist die Kenntnis von Kubatur und Bauteilflächen sowie der energetischen Güte der wärmeübertragenden Umfassungsflächen.

Eine erste Bilanz zeigt die folg. Abbildung:



Für eine weitergehende Untersuchung ist die Kenntnis der Bauteilflächen von entscheidender Bedeutung. Aus den Plänen, die vom Architekt Brodersen sowie dem Eigentümer zur Verfügung gestellt wurden, lässt sich eine erste Abschätzung vornehmen:

Wärmeübertragende Bauteilflächen

Verluste durch Flächen	Fläche m ²	U-Wert W/(m ² K)
Kehlbalkenlage	1.091,8	0,284
Steildach	873,3	0,282
Außenwand, zweischalig	1.419,9	1,061
Kellerwand gegen Erdreich	456,4	0,911
Sohle	1.631,3	2,149
Fenster Süd / Ost	10,8	2,800
Fenster Süd / West	149,3	2,800
Fenster Nord / West	10,8	2,800
Fenster Nord / Ost	158,2	2,800
Fenster Süd/ West Dachfl.	2,8	2,800
Fenster Nord / Ost Dachfl.	2,8	2,800
Fenster Süd / West Kellerf.	5,9	2,800
Fenster Nord / Ost Kellerf.	5,9	2,800
Fenster Süd / West Kellerf.	5,9	5,200
Fenster Nord / Ost Kellerf.	5,9	5,200

Kubatur

Abschätzung der beheizten Wohnfläche (inkl. Keller und DG)	ca. 4.800 m ²
Abschätzung des beheizten Außenvolumens (brutto)	ca. 18.600 m ³
Abschätzung des beheizten Luftvolumens (netto)	ca. 14.200 m ³

3. Maßnahmenvorschläge

Im Folgenden wird auf dieser Basis eine Sanierungsplanung vorgenommen:

1. Variante: Neue Dacheindeckung
2. Variante: Neue Dacheindeckung + Optimierung der Heizanlage
3. Variante: Neue Dacheindeckung + Außenwanddämmung
4. Variante: Neue Dacheindeckung + Neue Fenster

Die **Ergebnisse** zeigen die nachstehenden Tabellen mit den entsprechenden Kosten:

Ergebnisse		IST-Zustand	Var. 1: neue Dacheindeck.	Var. 2: Dacheind., Hzg.	Var. 3: Dachd, Hzg, Aw	Var.4: Dachd, Hzg, Aw, Fe
erbt von		-	IST-Zustand	Var. 1: neue Dacheindeck.	Var. 2: Dacheind., Hzg.	Var. 3: Dachd, Hzg, Aw
Fin (M)	Bezugsfläche	m ²	5.961,19	5.961,19	5.961,19	5.961,19
	Spez. Transm.-Verlust	% zul	104,38	104,38	104,38	82,44
Fin	Transmission	kWh/(m ² a)	71,77	71,77	71,77	56,68
	Lüftung	kWh/(m ² a)	50,99	50,99	50,99	50,99
	Gewinne	kWh/(m ² a)	47,58	47,58	47,58	46,32
	Heizwärmebedarf	kWh/(m ² a)	75,18	75,18	75,18	61,35
San	Aufwandszahl ep	[l]	1,43	1,43	1,25	1,28
	Primärenergiebedarf	% zul	167,50	167,50	146,68	126,19
	CO ₂ -Einsparung	kg/(m ² (AN)a)	0,00	0,00	3,18	6,30
	Heizkostensparnis	€/m ² (Wo)a	0,00	0,00	0,71	1,41

Ergebnisse		IST-Zustand	Var. 1: neue Dacheindeck.	Var. 2: Dacheind., Hzg.	Var. 3: Dachd, Hzg, Aw	Var.4: Dachd, Hzg, Aw, Fe	
erbt von		-	IST-Zustand	Var. 1: neue Dacheindeck.	Var. 2: Dacheind., Hzg.	Var. 3: Dachd, Hzg, Aw	
Fin (M)	vermietete Fläche im 1.Jahr	m ²	0	0	0	0	
	Baukosten	€	0,00	275.000,00	320.000,00	420.596,15	510.208,65
Fin	Eigenkapital neu	€	0,00	275.000,00	320.000,00	420.596,15	510.208,65
	Fremdkapital neu	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Summe Finanzierung	€	0,00	275.000,00	320.000,00	420.596,15	510.208,65
	Fremdkapital Gesamt	€	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
San	Eigenkapital Gesamt	€	0,00	(100,00 %) 275.000,00	(100,00 %) 320.000,00	(100,00 %) 420.596,15	(100,00 %) 510.208,65
	interner Zinsfuß1a	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	interner Zinsfuß2a	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtrendite	%	-	-	-	-	-

Die Sanierungsvorschläge im Einzelnen:

1. Variante: Neue Dacheindeckung

Die Dacheindeckung stammt aus der Mitte der 60iger Jahre, nachdem die Eindeckung nach einem größeren Sturm erneuert wurde. Die Dämmung ist lt. Auskunft vor Ort sehr gut: 16-20 cm WLG 040. Kostenrelevant wäre allein die Neueindeckung. Die Kosten haben wir zu 85 €/m² abgeschätzt; zusätzlich rd. 1.000 Euro pro vorgefertigter Gaube kalkuliert, so dass (plus Unvorhergesehenes) rd. 275 TEuro aufzuwenden wären. Eine Energieeinsparung geht damit nicht einher, es handelt sich um reine Instandhaltungsmaßnahmen.

2. Variante: + Optimierung der Heizanlage

Das technische Lebensalter des Heizungskessels ist erreicht. Erneuerungsbedarf. Die BHKW 3x15 kW_{th} sind nicht optimal in die Hydraulik eingebunden. Stromsparpotentiale bestehen im Rahmen der Erneuerung der Umwälzpumpen. Die Warmwasser-Bereitung sollte überprüft werden, insbesondere, ob die 6 Speicher à 500 l richtig verschaltet und hydraulisch eingebunden sind. Evtl. lassen sich zur Bedarfsregulierung Speicher abschiebern.

Die Kosten für die Erneuerung des Kessels sowie die hydraulische Überprüfung (nicht Abgleich!) schätzen wir auf rd. 45 T€. Hier wird eine geringe Heizenergieeinsparung von rd. 0,7 €/m² erzielt, d.h. rd. 3.300 € pro Jahr.

3. Variante: + Außenwanddämmung

Das zweischalige Mauerwerk ermöglicht eine nachträgliche Kerndämmung. Der Luftspalt beträgt rd. 7 cm. Als Einblasmaterial kommt - auch gerade in diesem Seeklima - Silikongranulat zum Einsatz. Das Material besitzt eine sehr gute WLG von rd. 035. Kostenansatz rd. 55 €/m². Im gleichen Arbeitsgang sollte die Verfugung behandelt und vollflächig nachgebessert werden. Kostenansatz rd. 15 €/m²

Die Gesamtkosten hierfür belaufen sich auf rd. 100 T€. Die abgeschätzte Energieeinsparung beträgt rd. 15-20%. Die mögliche Brennstoffeinsparung beläuft sich auf rd. 1,40 €/m² bzw. rd. 6.500 €/a.

4. Variante: + Neue Fenster

Im Zuge der Sanierung der Außenwand erscheint eine Erneuerung der Fenster angeraten. Die meisten sind ca. 20 Jahre. Einige Exemplare verfügen noch über Einscheibenverglasung. Kostensatz etwa: 250 €/m² Fensterfläche; insgesamt etwa 90 T€. Die Energieeinsparung liegt bei dieser 4. Maßnahme bei rd. 0,4 €/m²; dies sind im Jahr knapp 2.000 €

Folgende gering-investive Maßnahmen sollten ebenfalls im Zuge der Sanierung berücksichtigt werden:

Stromsparmaßnahmen nach detaillierter Aufnahme am Objekt:

- Einsatz von Stromsparleuchten (z.T. schon vorbildhaft durchgeführt, aber noch nicht in allen Räumen, Fluren)
- Verbesserung oder Weglassen von milchigen Lampenglasabdeckungen in Fluren, Zimmern
- Einsatz von schaltbaren Steckerleisten in den Apartments / Zimmern um komfortabel Stand-by-Verbräuche zu minimieren
- Analyse und Optimierung bei den elektrischen Großgeräten der med. Anwendung sowie im Kantinen- / Küchenbereich.

Wassersparende Maßnahmen

- Prüfung auf Verwendung wassersparender Armaturen

Optimierung der BHKW-Fahrweise in Verbindung mit der Erneuerung der Heizungsanlage und dem hydraulischen Abgleich der gesamten Heizwärmeversorgung

4. Der IB.ImmoCheck

Förderung / Finanzierung

Eine KfW-Förderung zum Thema Bestandssanierung im Bereich des betreuten oder sporadischen Wohnens gibt es leider nicht. Das interessante Gebäudesanierungsprogramm greift also nicht. Andere Mittel sind z.Zt. nicht bekannt.

In der Anlage findet sich die ausführliche Dokumentation dieser Sanierungsuntersuchung als so genannter "IB.ImmoCheck".

5. Empfehlung

Die notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen (Dacheindeckung) sollen hier nicht weiter diskutiert werden. Diese stehen ohnehin an.

- Die Außenwanddämmung mit Silikongranulat sollte geplant, Angebote eingeholt und in Verbindung mit der Neuverfugung kurzfristig umgesetzt werden.
- Die Kesselanlage und die Hydraulik sollten erneuert und auf den neuesten Stand gebracht werden. Die Regelung der Sachs-BHKW sollte überprüft und optimiert werden.
- Möglicherweise ist der Fensteraustausch noch mittelfristig hinauszuschieben.
- Es stehen keine zinsgünstigen Finanzierungs- / Förderungskonzepte für dieses Schullandheim zur Verfügung
- Ein Effekt zur Wirtschaftlichkeit ist allein durch Senkung der Betriebskosten erreichbar. Diese betragen bei den o.g. Sanierungen rd. 1,80 €/m²a. Dies entspricht rd. 8.500 €. Mit Investitionskosten (für Außenwand + Heizung) von rd. 145 T€ ergibt sich eine statische Amortisation von rd. 17 Jahren.

Im Rahmen einer weiteren Konkretisierung der Sanierung sollte der Architekt Herr Brodersen vom früheren Architekturbüro Hans E. Ernst kontaktiert werden. Dieses Büro hatte im Jahre 1994 bereits Pläne für die Neugestaltung der früheren Torbogenkaserne erstellt und ist mit dem Objekt vertraut.

6. IB.ImmoCheck - der Bericht (siehe Folgeseiten)



IB.ImmoCheck – Energie -

Investor:

ADS Schullandheim
Rantum/Sylt



Bauvorhaben:

Sanierung Hauptgebäude
Untersuchung versch. Varianten:

1. Variante: Neue Dacheindeckung
2. Variante: + Optimierung der Heizanlage
3. Variante: + Außenwanddämmung
4. Variante: + Neue Fenster

12. 2005

Investitionsbank
Schleswig-Holstein

Ansprechpartner

Dipl.-Ing. Jörg Wortmann, Energiemanager
Beate Stams, Architektin
Dipl.-Ing. Architekt Gunnar Bartels;

Kurzstellungnahme zur energetischen Modernisierung:

Siehe hierzu die Kurzbeschreibung mit Fotodokumentation

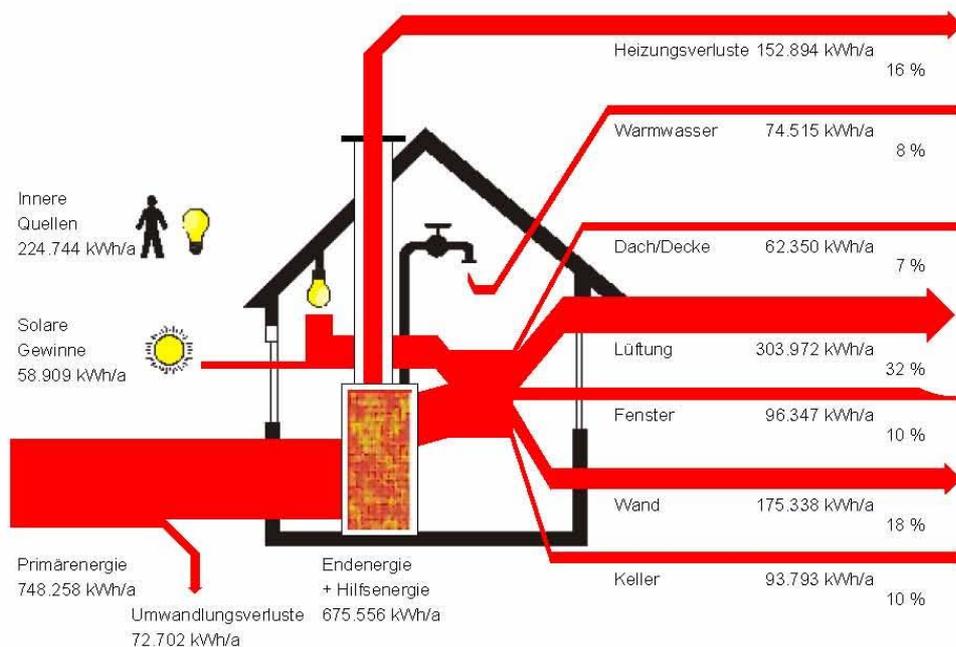
Technische Betrachtung

Auf Basis der zur Verfügung gestellten Daten, der Begehung sowie der Architektenunterlagen ergeben sich für das Gebäude folgende Merkmale. Die Wärmebilanz verdeutlicht die Energieströme zur Beheizung und Warmwasserbereitung.

Um den Bearbeitungsaufwand in Grenzen zu halten, wurde das Schullandheim energetisch wie ein Wohnobjekt behandelt. Der Warmwasserbedarf wurde also pauschal mit 12,5 kWh/m² beh. Nutzfläche angenommen; die Beheizung als ganzjähriger Dauerbetrieb unterstellt. Für eine überschlägige Betrachtung reicht dies erfahrungsgemäß völlig aus.

Weiterhin wurde das primärenergieschonende Potential der 3 Sachs-Mini-BHKW in der Betrachtung der Anlagentechnik in diesem Check vernachlässigt.

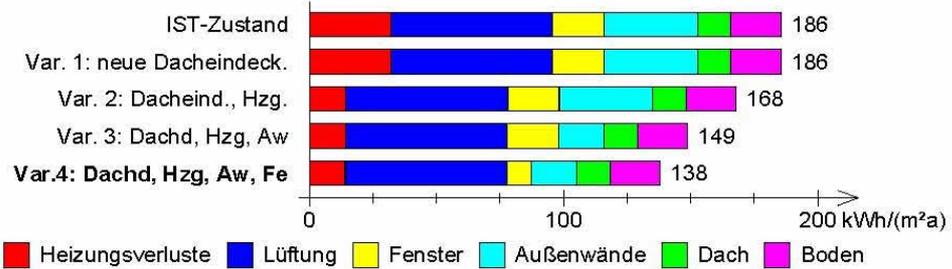
Wärmebilanz für Variante IST-Zustand



Bei der Betrachtung wurden insgesamt 4 verschiedene Varianten der Sanierung untersucht. Die folgenden Ausführungen basieren auf der Variante 4:

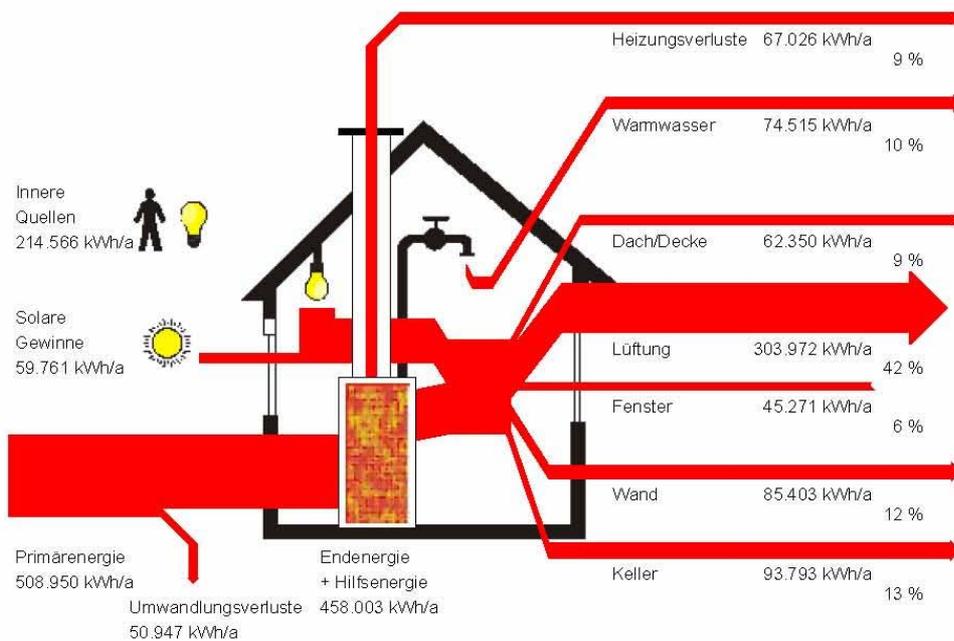
- Variante 4 :
- + Neue Dacheindeckung,
 - + Optimierung der Heizanlage
 - + Außenwanddämmung
 - + Neue Fenster

Variantenvergleich Wärmeverluste ohne Warmwasser



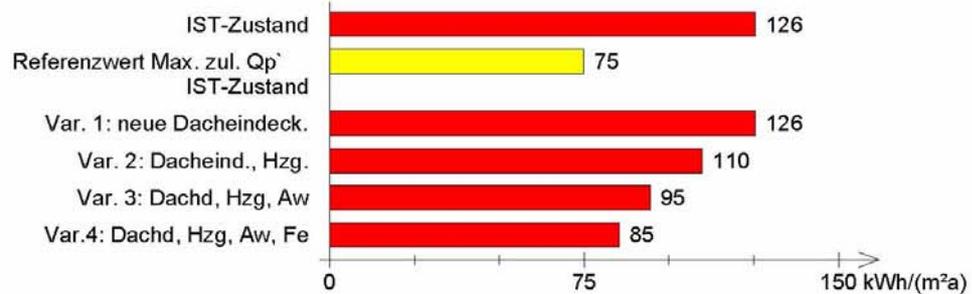
Die entsprechende Wärmebilanz der verbesserten Energiebedarfsituation im Sanierungsfall zeigt folgende Grafik:

Wärmebilanz für Variante Var.4: Dachd, Hzg, Aw, Fe

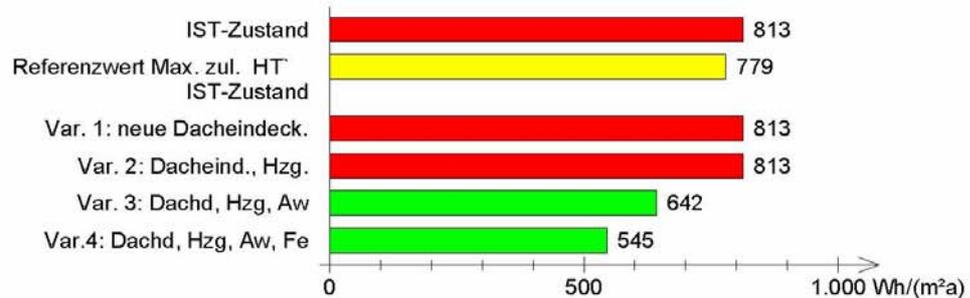


Die Ergebnisse der EasySanFin-Berechnung - insbesondere der CO2-Minderung - zeigen die folgenden Ergebnistabellen.

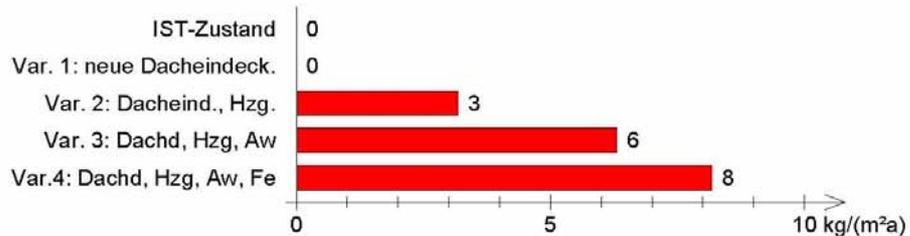
Primärenergiebedarf pro m² (A_N)



spez. Transmissionwärmebedarf pro m² (A_N)



CO₂-Einsparung pro m² (A_N)



Diese Einteilung ist hier – zur Veranschaulichung und Einordnung der energetischen Bewertung – auf der Basis der Energieeinsparverordnung (EnEV 2004) für den Wohnbereich vorgenommen:

Verluste durch Flächen	Fläche m ²	U-Wert W/(m ² K)	Reduktionsfaktor f _T		W/K
Kehlbalkenlage	1.091,8	0,284	0,80		248,3
Steildach	873,3	0,282	1,00		246,4
Außenw., zweischalig	1.419,9	0,359	1,00		509,5
Kellerwand gegen Erdreich	456,4	0,911	0,60		249,6
Sohle	1.631,3	2,149	0,25		876,6
Fe_Süd/ Ost	10,8	1,300	1,00		14,0
Fe_Süd/ West	149,3	1,300	1,00		194,1
Fe_Nord/ West	10,8	1,300	1,00		14,0
Fe_Nord/ Ost	158,2	1,300	1,00		205,6
Fe_Süd/ West Dachfl.	2,8	1,300	1,00		3,6
Fe_Nord/ Ost Dachfl.	2,8	1,300	1,00		3,6
Fe_Süd/ West Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
Fe_Nord/ Ost Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
Fe_Süd/ West Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
Fe_Nord/ Ost Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7

pauschaler Wärmebrücken-zuschlag	5.831,2	0,100	1,00		583,1
----------------------------------	---------	-------	------	--	-------

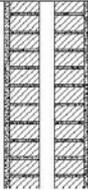
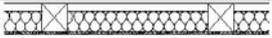
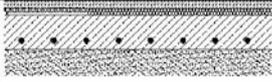
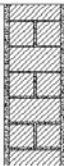
Temperatur-spezifischer Transmissionswärmeverlust H _T :					3.179,4
--	--	--	--	--	---------

Lüftungswärmeverluste	Verhältnis V _L /V ₀	Luftvolumen V _L m ³	Luftwechsel 1/h	c Wh/(m ³ K)	
Lüftungswärmeverlust H _L	0,76	14.157,8	0,700	0,34	

Temperatur-spezifischer Lüftungswärmeverlust H _L :					3.369,6
---	--	--	--	--	---------

Summe temperatur-spezifischer Wärmeverlust H _V :					6.549,0
---	--	--	--	--	---------

Liste der in der Variante 'Var.4: Dachd. Hzg. Aw. Fe' verwendeten Bauteile

Bauteilbild	Beschreibung	U-Wert W/(m²K)	Anmerkung
	Außenwand 24 cm Tragschale, Vollstein 7 cm Glas-Dämmgranulat (035) 11,5 cm Vormauerschale, Vollstein	0,36	
	2 - Scheiben - Wärmeschutzverglasung Fugenabdichtung	1,30	
	oberste Geschossdecke Bretterboden 16 cm Dämmung (040) in Kehlbalkenlage Deckenverkleidung, z.B. Gipskarton	0,28	
	4 cm schwimmender Estrich 1 cm Trittschalldämmung 14 cm Beton Erdreich	2,15	
	Kelleraußenwand 42,5 cm Ziegelmauerwerk	0,91	
	Steildach (85% WD- / 15% Sparren -Anteil) Bauplatten Schalung + Wärmedämmung 20 cm (WLG 035)	0,28	

Die Ergebnisse wurden auf Basis der hinterlegten Annahmen ermittelt. Für Abweichungen von den tatsächlich erzielten Ergebnissen kann keine Haftung übernommen werden.

Nachweisverfahren für Variante 'Var.4: Dachd, Hzg, Aw, Fe'**Wärmeverluste**

Verluste durch Flächen	Fläche m ²	U-Wert W/(m ² K)	Reduktions- faktor f _T		W/K
Kehlbalkenlage	1.091,8	0,284	0,80		248,3
Steildach	873,3	0,282	1,00		246,4
Außenw., zwei- schalig	1.419,9	0,359	1,00		509,5
Kellerwand gegen Erdreich	456,4	0,911	0,60		249,6
Sohle	1.631,3	2,149	0,25		876,6
Fe_Süd/ Ost	10,8	1,300	1,00		14,0
Fe_Süd/ West	149,3	1,300	1,00		194,1
Fe_Nord/ West	10,8	1,300	1,00		14,0
Fe_Nord/ Ost	158,2	1,300	1,00		205,6
Fe_Süd/ West Dachfl.	2,8	1,300	1,00		3,6
Fe_Nord/ Ost Dachfl.	2,8	1,300	1,00		3,6
Fe_Süd/ West Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
Fe_Nord/ Ost Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
Fe_Süd/ West Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
Fe_Nord/ Ost Kellerf.	5,9	1,300	1,00		7,7
pauschaler Wärmebrücken- zuschlag	5.831,2	0,100	1,00		583,1
Temperatur-spezifischer Transmissionswärmeverlust H _T :					3.179,4
Lüftungswär- meverluste	Verhältnis V _L /V _e	Luftvolumen V _L m ³	Luftwechsel 1/h	c Wh/(m ³ K)	
Lüftungswär- meverlust H _L	0,76	14.157,8	0,700	0,34	
Temperatur-spezifischer Lüftungswärmeverlust H _L :					3.369,6
Summe temperatur-spezifischer Wärmeverlust H _V :					6.549,0

Wärmegewinne

* Abminderung aufgrund Rahmenanteil, Verschmutzung und Verschattung

Interne Wärmegewinne	Fläche m ²	spezif. Leistung W/m ²			Leistung W
Personen und Geräte:	5.961,2	5,00			29.806

Berechnung im Monatsverfahren

Angewendeter Klimadatensatz: Region 2 (Tabelle A.1 aus DIN V 4108-6:2000-11)

Ergebnisse:

Heizwärmebedarf:			Bedarf kWh/m ² a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m ² a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmebedarf q _h :			66,37	53,09	316.462
Wärmebedarf für Warmwasser-Bereitung:			Bedarf kWh/m ² a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m ² a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmebedarf q _{tw} :			15,63	12,50	74.515

Endenergie-Bedarf:			Bedarf kWh/m ² a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m ² a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Erdgas H			95,48	76,38	455.294
Hilfsenergie (Strom):			0,57	0,45	2.709

Primärenergiebezogene Anlagenaufwandszahl e _p nach DIN V 4701-10:					1,30
--	--	--	--	--	------

Endergebnisse:

Spezifischer Transmissionswärmeverlust: H_T' 0,55 W/(m²K)

Grenzwert für Neubauten nach EnEV: max H_T' 0,78 W/(m²K)

Die Anforderung der EnEV in Bezug auf den spezifischen, auf die Umfassungsfläche bezogenen Transmissionswärmeverlust sind erfüllt.

Primärenergiebedarf (bezogen auf A_N): Q_p" 85,38 kWh/(m²a)

Grenzwert für Neubauten nach EnEV: max Q_p" 74,94 kWh/(m²a)

Achtung: Die Anforderungen der EnEV in Bezug auf den Jahres-Primärenergiebedarf sind nicht erfüllt!

Die Ergebnisse wurden auf Basis der hinterlegten Annahmen ermittelt. Für Abweichungen von den tatsächlich erzielten Ergebnissen kann keine Haftung übernommen werden.

Investitionsrechnung für Variante 'Var.4: Dachd. Hzg. Aw. Fe'

Baukosten

(Angaben in €)

Baukosten:

Hüllfläche

Außenw., zweischalig	78.096,15	
Fe_Süd/ Ost	2.700,00	
Fe_Süd/ West	37.330,00	
Fe_Nord/ West	2.700,00	
Fe_Nord/ Ost	39.542,50	
Kehlbalkenlage	0,00	
Sohle	0,00	
Kellerwand gegen Erdreich	0,00	
Steildach	0,00	
Fe_Süd/ West Dachfl.	700,00	
Fe_Nord/ Ost Dachfl.	700,00	
Fe_Süd/ West Kellerf.	1.485,00	
Fe_Nord/ Ost Kellerf.	1.485,00	
Fe_Süd/ West Kellerf.	1.485,00	
Fe_Nord/ Ost Kellerf.	1.485,00	
neue Dacheindeckung (3.000m ²) 85,-€/m ² + n. Gauben		275.000,00
neue Verfungung; 15€/m ² ; 22.500 €		22.500,00

Anlagentechnik

Erzeugung	45.000,00€
Verteilung	0,00€

Summe der Einzelpositionen: 510.208,65€

2.2.2 Hallig Nordstrandischmoor, Norderwarf, Wohngebäude mit Einliegerwohnung

Energetische Sanierung mit Umstellung der Heizungsanlage von Elektroheizung auf Wärmepumpe

Objektbeschreibung

Objekt:	Wohngebäude mit Einliegerwohnung	
Ort:	Norderwarf	
Auftraggeber:	Hans-Hermann Hartwig Ruth Hartwig Kruse	
Gebäudetyp:	Wohngebäude, Satteldach Teilkeller	
Bauweise:	Massivbauweise Mauerwerk / Beton, Pfettendach	
Baujahr:	1961	

Geometrische Angaben

Wärmeübertragende		
Umfassungsfläche:	A	999 m ²
Beheiztes Gebäudevolumen:	V _e	1.167 m ³
Nettovolumen (0,81 * V _e):	V	945 m ³
A/V-Verhältnis:	A/V _e	0,86m ⁻¹
Wohnfläche:	AW	315 m ²

Allgemeine Beschreibung

Das aus den 1960er Jahren stammende Gebäude wurde ursprünglich für die landwirtschaftliche Nutzung mit einer Wohnung konzipiert. In das Dachgeschoss des Gebäudekomplexes wurden im Laufe der Jahre nachträglich zwei Wohnungen eingebaut. Die Stallungen und Nebenräume werden inzwischen als Lager- und Unterstellfläche für Geräte und Fahrzeuge genutzt. In den Wintermonaten werden die noch zur Bewirtschaftung gehörenden Nutztiere hier untergebracht.

Der eingeschossige Bau ist als Mauerwerksbau mit Sohle und Decken aus Ortbeton auf der Norderwarf der Hallig Nordstrandischmoor errichtet worden. Der bewohnte Teil des Hauptbaues ist mit einem Teilkeller versehen. Er dient aufgrund der möglichen Überflutung hauptsächlich als Lagerraum für feuchtigkeitsunempfindliche Gegenstände und Vorräte. Das Erdgeschoss dient neben der



Wohngebäude mit Einliegerwohnung

Wohnnutzung als Abstellraum für Fahrzeuge und Geräte aller Art und als Stall für das Nutzvieh. Das Dach wurde als Pfettendach mit Betonpfannen - Eindeckung errichtet. In einem Teilbereich des Dachgeschosses befindet sich der Schutzraum aus massivem Beton als Rückzugsmöglichkeit für den Sturmflutfall. Das gesamte Dachgeschoss dient inzwischen der Wohnnutzung. Die Fenster und Türen sind als Kunststoffenster mit Isolierverglasung ausgeführt worden.

Aufgrund der Erschließung der Hallig Nordstrandischmoor über eine Lorenbahn und eine kleine Anlegestelle ist die Versorgung mit Brennstoff zur Gebäudebeheizung und Warmwassererzeugung mit erheblichem Aufwand verbunden. Das Gebäude von Familie Kruse wird daher bislang primär mit Strom beheizt. Die Wärme- und Warmwasserversorgung erfolgt über einen durch Nachtstrom aufgeheizten Warmwasserbehälter mit ca. 4.500 Liter Fassungsvermögen, der tagsüber als Wärmespeicher zur Deckung der Heizwärme- und Warmwasserbedarfes dient.

Die in den letzten Jahren rasant ansteigenden Energiekosten und einige bauliche Mängel an der Außenfassade haben zu grundsätzlichen Überlegungen hinsichtlich einer nachhaltigen Gebäudesanierung sowie einer Wärmeversorgung auf Grundlage erneuerbarer Energien geführt.

Die bauliche und anlagentechnische Bestandssituation wurde durch die Energieagentur vor Ort aufgenommen und auf Verbesserungspotentiale untersucht. In die grundsätzlichen Überlegungen zur Verbesserung der Wärmeerzeugung konnten aufgrund der Transportsituation nur vor Ort verfügba-

re Energien wie Solarthermie, Photovoltaik, Windkraft und Geothermie einbezogen werden. Letztlich scheint die Wärmegewinnung mittels Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Thermosolar-Unterstützung die sinnvollste Lösung zu sein, zumal diese finanziell überschaubar ist.

Die bauliche Situation des Gebäudes stellt sich sehr heterogen dar: Die zweischalige Außenwand mit Luftschicht weist erhebliche Mängel durch Ausblühungen und Frostschäden in der Verblendschale auf. Dies ist auf die Verfüguung mit Seesandmörtel zurück zu führen, was bei dem Großteil der auf den Inseln und Halligen der Region Uthlande befindlichen Gebäude dieser Baualterklasse der Fall ist. Daher wurde eine Erneuerung der Verblendschale mit Einbau einer zeitgemäßen Dämmschicht vorgeschlagen. Eine weitere Wärmedämmung sollte zwischen den beheizten Räumen im Erd- und Dachgeschoss und den unbeheizten Nebenräumen im Erdgeschoss eingebaut werden. Die Kellerdecke und die Erdgeschoss-Sohle sollten ebenfalls gegen Transmissionswärmeverlust gedämmt werden.

Aufgrund des beschriebenen Transportproblems wurde auf Wunsch der Eigentümer eine zweite Variante der Außenwanddämmung unter Beibehaltung der Verblendschicht untersucht. Hierbei wird ein hydrophobes Dämmgranulat auf Silikatbasis zur nachträglichen Verringerung des Transmissionswärmeverlustes in die Luftschicht eingeblasen. Die übrigen Dämmstoffdicken werden dementsprechend erhöht, um insgesamt den energetischen Neubauzustand zu erreichen.

Durch die Erreichung des energetischen Neubauzustandes des Gebäudes im Bereich Außenbauteile (Transmissionswärmeverlust) und Heizungsanlage (Primärenergiebedarf) können die gesamten energetischen Maßnahmen durch die KfW-Förderkredite finanziert und teilweise bezuschusst werden.

Gebäude im Bestand: (IST-Variante nach Angaben der Eigentümer)

1. Beheizung und Warmwasserbereitung

Elektro-Heizung und Warmwasserbereitung über Nachtstrom mit Warmwasserspeicher als Wärmespeicher.

Die Anlagenteile der Heizungsanlage und der Warmwasserbereitung bilden ein sehr Energieaufwändiges System. Die Dimensionierung des Warmwasserspeichers ist nach Angaben der Bewohner zeitweise noch nicht ausreichend. Daher muss der Wasserspeicher teilweise am Nachmittag mit Tagstrom nachgeheizt werden. Die Energieeffizienz einer Stromheizung ist aufgrund des Primärenergiefaktors und der Umwandlungsverluste Wärme → Strom → sehr mangelhaft. Aufgrund der immensen Energiekosten des Gebäudebestands ist eine energetische Sanierung mit neuem Heizkonzept dringend zu empfehlen.

2. Baukonstruktion

Die Baukonstruktion des Gebäudes weist die für die Massivbauweise typischen Wärmebrücken und Schwachpunkte auf: Zu geringe Oberflächentemperaturen in Raumecken und Fensterlaibungen, Fußkälte aufgrund nicht gedämmter Fußböden / Kellerdecke, Zugluft-Erscheinungen wegen der zunehmenden Undichtigkeiten im Bereich Fenster, Türen und Außenwand sowie Dachkonstruktion. Das Abschnittsweise ausgebaute Dachgeschoss weist dagegen in den Schrägen und Kehlbalkenlagen zeitgemäße Dämmstärken und Konstruktionsmerkmale auf. Die Erdgeschossdecke im nicht bewohnten Teil des EG ist nicht gegen den unbeheizten Bereich durch eine entsprechende Dämmung abgeschirmt. Ebenso ist zwischen bewohnten und nicht bewohnten Erdgeschossteil keine Wärmedämmung vorhanden.

Energiebedarf im IST-Zustand

Jahres-Primärenergiebedarf

Zulässiger Höchstwert gem. EnEV:

max QP'' 137,40 kWh/(a m²)

Berechneter Wert:

QP'' 565,50 kWh/(a m²)

Transmissionswärmeverlust

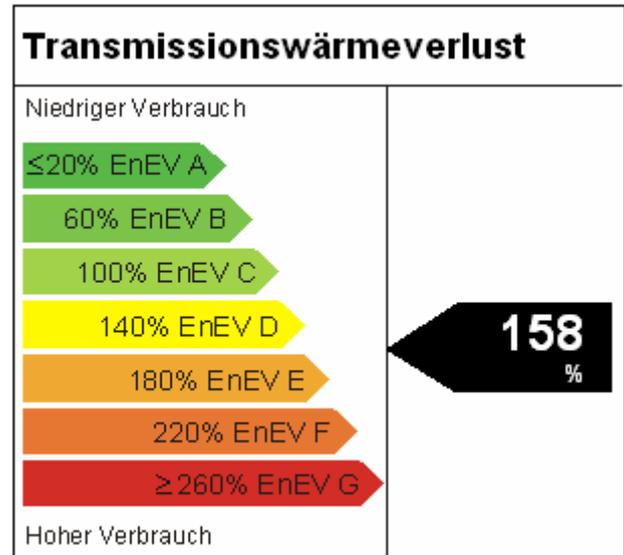
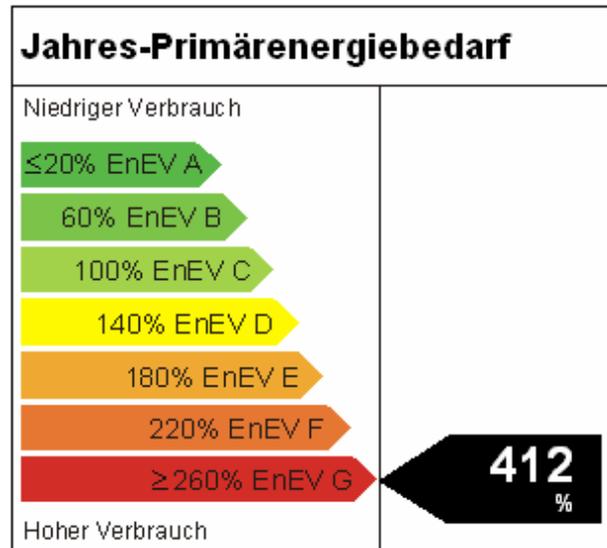
zulässiger Höchstwert:

max HT 0,48 W/(m² K)

errechneter Wert:

HT 0,75 W/(m² K)

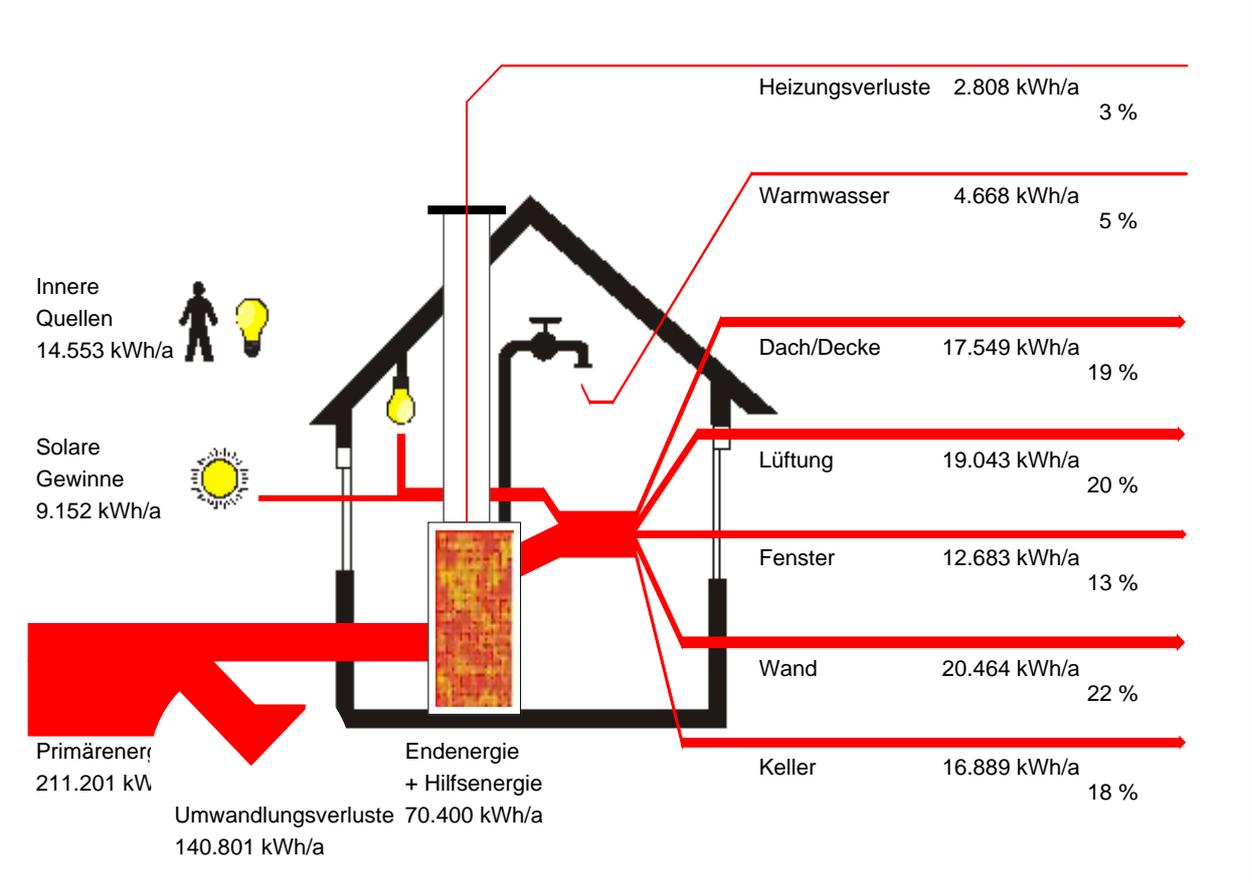
(Jeweils bezogen auf die rechnerische Gebäudenutzfläche AN)



Anlagenaufwandszahl

e_p 3,12

Wärmebilanz für Variante IST-Zustand



Energiebedarf	Bedarf kWh/m ² a	Bedarf kWh/m ² a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmepumpe + Solar	213,96	180,49	67.407
Hilfsenergie (Strom)	1,85	1,56	584

CO ₂ -Emission	kg/m ² a (Wohnfläche)	kg/m ² a (EnEV)	kg/a
CO ₂ -Äquivalent	159,49	134,54	50.245

Gebäude im Sanierungsentwurf:

Variante 2 KfW - CO₂ - Gebäudesanierungsprogramm

1. Änderungen Heizung + Warmwasser

Wärmepumpe Luft Wasser mit solarer Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung
Mögliche Kosteneinsparung ca. 60% der Stromkosten

2. Änderungen Baukonstruktion

Die Kellerdecke wird mit einer Lage 70 mm Mineralwoll-Dämmstoff oder PU-Hartschaumplatten (WLG 035) mit Zementgebundenen Bauplatten oder Holzbauplattenverkleidung von unten gedämmt. (U-Wert = 0,34 W/m²K).

Die Erdgeschossdecke wird im Bereich der Stall- und Lagerräume nach oben ebenfalls gedämmt. Hier werden 12 cm Mineralwoll-Dämmstoff mit Gipskarton oder Zementfaserplatten (Brandschutz F30) eingebaut. Die Dämmstärke sollte 120 mm (WLG 035) betragen.

Die Trennwand zwischen bewohntem und nicht bewohntem Teil des Erdgeschosses sollte ebenfalls mit 12 cm Dämmplatten (WLG 035) aus PU-Hartschaum oder PS-Schaum mit Putz oder Verkleidung versehen werden.

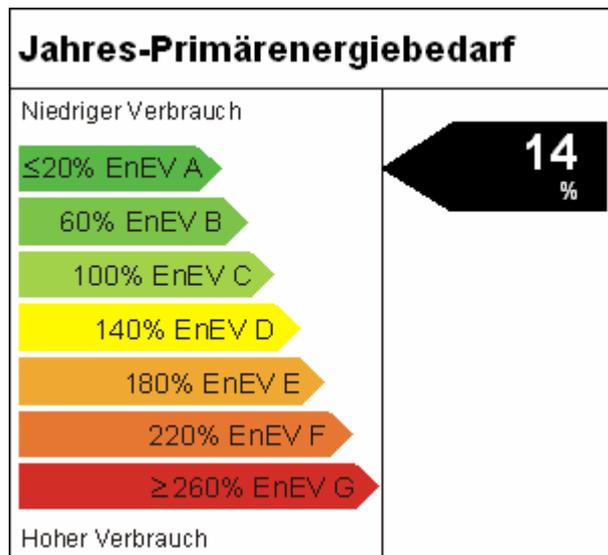
Da die vorhandene Verblendung des Gebäudes aufgrund der Verfugung mit Seesand an diversen Stellen Ausblühungen und Frostschäden aufweist, wird der Abbruch und die Neuerstellung der Verblendschale mit entsprechender, 120 mm (WLG 035) starken Wärmedämmschicht und Luftschicht empfohlen. Die Dämmschicht sollte keine Feuchtigkeit aufnehmen können, da aufgrund der Schlagregenbeanspruchung und der möglichen Durchfeuchtung von unten eine erhöhte Feuchtigkeitsbelastung in der Dämmebene zu erwarten ist.

3. Energiebedarf in geplanter Ausführung

Jahres-Primärenergiebedarf

Zulässiger Höchstwert:
max QP'' 120,9 kWh/(a m²)

Berechneter Wert:
QP'' 17,0 kWh/(a m²)

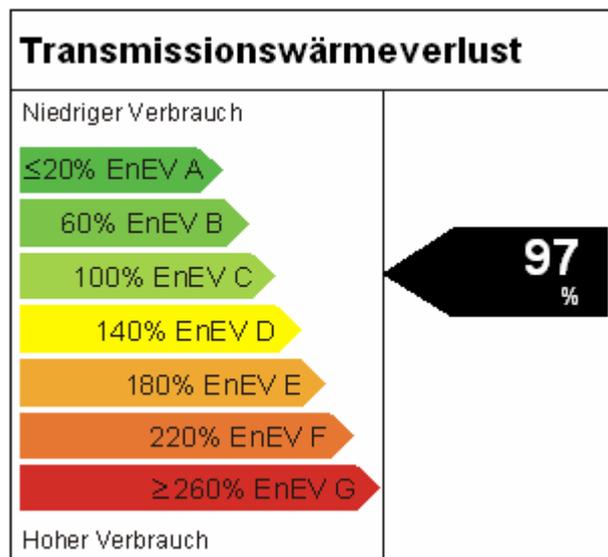


Transmissionswärmeverlust

Zulässiger Höchstwert:
max HT' 0,48 W/(m² K)

Errechneter Wert:
HT' 0,46 W/(m² K)

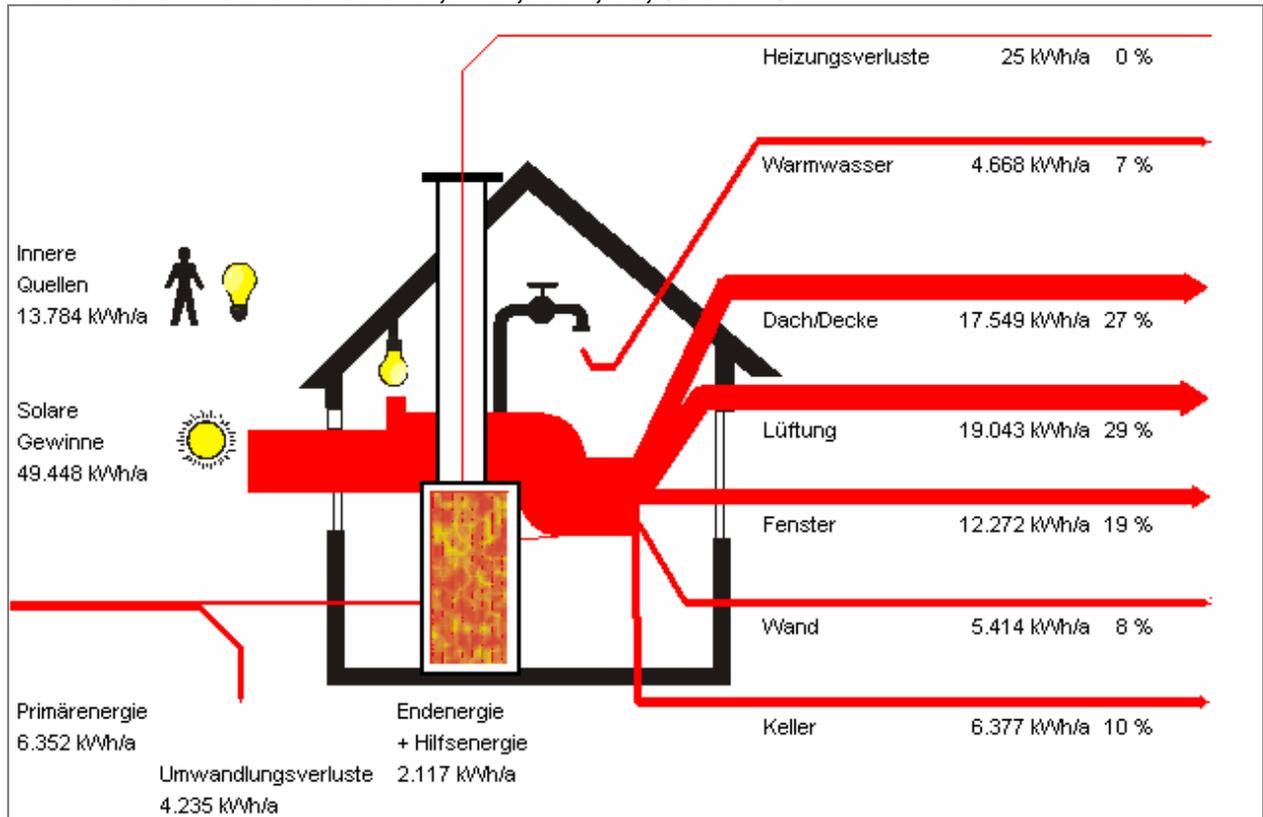
(Jeweils bezogen auf die rechnerische Gebäudenutzfläche AN)



Anlagenaufwandszahl:

eP 0,68

4. Wärmebilanz für Variante Var. 2, MP 4, + Aw, Kd, Solar HZG



Anmerkung: Die hohen „solaren“ Gewinne werden durch die Hebelwirkung der Wärmepumpe von eingesetzter Energie und erzeugter Wärme von ca. 1: 3,5 erzielt.

Endenergie-Bedarf	Bedarf kWh/m²a	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmepumpe + Solar	6,46	5,45	2.035
Hilfsenergie (Strom)	2,97	2,50	935

CO ₂ -Emission	kg/m²a (Wohnfläche)	kg/m²a (EnEV)	kg/a
CO ₂ -Äquivalent	6,97	5,88	2.194

5. Weitere energiebezogene Merkmale

Berücksichtigung von Wärmebrücken	<i>Pauschaler Wärmebrückenzuschlag: 0,10 W/ m²K</i> Allgemeiner Fall (Bestandsgebäude)
Dichtheit und Lüftung	Luftdichtheit nicht nachgewiesen
Mindestluftwechsel erfolgt durch	Fensterlüftung
Sommerlicher Wärmeschutz	Nachweis nicht erforderlich, weil der Fensterflächenanteil 30% nicht überschreitet.

6. Energiebedarfsberechnung nach der Sanierung / Heizungsumstellung

6.1 Wärmeverluste

Verluste durch Flächen	Fläche m ²	U-Wert W/(m ² K)	Reduktions- faktor f _T	W/K
oberste Geschossdecke	170,3	0,350	0,80	47,7
Steildach	289,4	0,348	1,00	100,8
Außenwand, massiv	67,7	0,247	1,00	16,7
Wand gegen unbeheizt	26,9	0,247	0,50	3,3
Giebelflächen	88,1	0,247	1,00	21,7
Kellerdecke	57,2	0,336	0,70	13,5
Sohlplatte	34,0	0,394	0,30	4,0
DG - Fußboden gegen unbeheizt	217,4	0,206	0,50	22,4
Fenster Süd	12,7	2,800	1,00	35,7
Fenster Ost	6,6	2,800	1,00	18,5
Fenster West	10,9	2,800	1,00	30,6
Fenster Nord	9,1	2,800	1,00	25,5
Fenster Süd Dachfläche	3,4	2,300	1,00	7,7
Fenster Ost Dachfläche	0,7	2,300	1,00	1,7
Fenster West Dachfläche	1,4	2,300	1,00	3,3
Fenster Nord Dachfläche	3,6	2,300	1,00	8,3
pauschaler Wärmebrückenzuschlag	999,4	0,100	1,00	99,9
Temperatur-spezifischer Transmissionswärmeverlust H _T				461,3

Lüftungsverluste	Luftvolumen m ³	Anteil %	Luftwechsel n [1/h]	c Wh/(m ³ K)	Teilsummen H _V
Natürliche Lüftung	0,76	887,0	0,700	0,34	0,76

Temperatur-spezifischer Lüftungswärmeverlust H _V	211,1
---	-------

Bitte beachten, dass nach DIN 4108-6:200-6, 6.2.3 'Maschinelle Lüftung' sich die Luftwechselzahl bei Wärmerückgewinnung wie folgt berechnet: $n = n_{Anl} * (1 - \eta_V) + n_x$ [$n_x = 0,2$] Anlagen ohne Luftwechsel werden entgegen der DIN analog behandelt $n = n_{Anl} + 0,2$

Summe temperatur-spezifischer Wärmeverlust H = H _T + H _V	672,4
--	-------

6.2 Wärmegewinne

* Abminderung aufgrund Rahmenanteil, Verschmutzung und Verschattung

Interne Wärmegewinne	Fläche m ²	spezif. Leistung W/m ²	Leistung W
Personen und Geräte	353	5,00	1.867

Solare Wärmegewinne	Neigung	Fläche	r*	g- Wert (senkrecht)	solare Einstrahlung	Qs kWh/a
Fenster Süd	90	12,7	0,599	0,70	270	2.054
Fenster Ost	45	6,6	0,599	0,70	155	613
Fenster West	90	10,9	0,599	0,70	155	1.012
Fenster Nord	90	9,1	0,599	0,70	100	545
Fenster Süd Dachfläche	45	3,4	0,718	0,60	270	659
Fenster Ost Dachfläche	45	0,7	0,718	0,60	155	78
Fenster West Dachfläche	45	1,4	0,718	0,60	155	156
Fenster Nord Dachfläche	45	3,6	0,718	0,60	100	258
Summe solare Wärmegewinne Qs =				5.375 kWh/a		

Anmerkung: Die hohen „solaren“ Gewinne werden durch die Hebelwirkung der Wärmepumpe von eingesetzter Energie und erzeugter Wärme von ca. 1: 3,5 erzielt.

6.3 Ergebnisse

Heizwärmebedarf	Bedarf kWh/m²a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmebedarf q_h	121,6	102,58	38.310
Wärmebedarf für Warm- wasser-Bereitung	Bedarf kWh/m²a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmebedarf q_{TW}	14,82	12,50	4.668

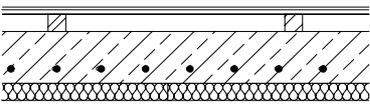
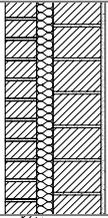
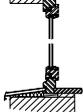
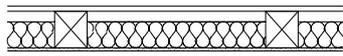
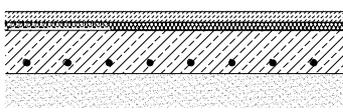
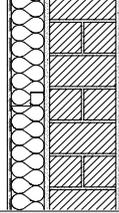
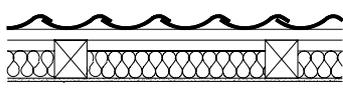
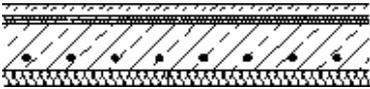
Endenergie-Bedarf	Bedarf kWh/m²a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmepumpe Luft - Wasser	4,16	3,51	1.311
Hilfsenergie (Strom)	2,56	2,16	806

Primärenergie-Bedarf	Bedarf kWh/m²a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Primärenergie Q_p	20,17	17,01	6.352,55

Primärenergiebezogene Anlagenaufwandszahl e_p nach DIN V 4701-10	0,15
--	------

Die Ergebnisse wurden auf Basis der hinterlegten Annahmen ermittelt. Für Abweichungen von den tatsächlich erzielten Ergebnissen kann keine Haftung übernommen werden.

7. Bauteilliste Bestand und Sanierungsmaßnahmen

Bauteilbild	Beschreibung	U-Wert W/(m²K)	Kostenansatz / An- merkungen
	Kellerdecke: 2,5 cm Dielung, 8 cm Luftschicht 16 cm Beton 8 cm Dämmplatten (WLG 035) 1,25 cm Gipskartonplatten	0,34	Hydrophobe Dämmung verwenden (PU-Schaum o.ä.) ca. 75 €/m²
	Außenwand 17,5 cm Tragschale, Vollstein 12 cm Kerndämmung (WLG 035) neue Verblendung	0,25	Hydrophobe Dämmung verwenden (PU-Schaum o.ä.) ca. 250 €/m²
	Fenster 2 - Scheiben - Isolierverglasung (2,8)	2,80	vorhanden
	Kehlbalkenlage: 10 cm Dämmung in Kehlbalkenlage Deckenverkleidung, z.B. Gipskarton	0,35	vorhanden
	Sohlplatte (nicht unterkellert) 2,5 cm Dielung 8 cm Dämmgranulat (WLG 035) 18 cm Beton	0,39	Einblasdämmung aus hydrophobiertem Dämmgranulat ca. 40 €/m²
	Innenwand gegen unbeheizten Raum 12 cm Vollstein 12 cm Dämmung (035) Gipskarton oder Zementfaserplatte	0,25	ca. 90 €/m²
	Dachflächen Gipskartonplatten, Sparschalung Mineralwolle 12 cm (WLG 035) Dacheindeckung	0,35	vorhanden
	Dachfenster 2 - Scheiben - Isolierverglasung	2,30	vorhanden
	Fußboden Dachgeschoss über Abstellräumen im EG 4 cm Estrich 4 cm Dämmung (WLG 040) 18 cm Beton 12 cm Mineralwolle (WLG 035) 2 Lagen Gipskartonplatte / Zementfaserplatte, beide Lagen verspachteln	0,21	Brandschutzbestimmungen beachten ca. 110 €/m²

8. Baukosten

8.1. Hüllflächen

(Angaben in €)	Baukosten	Modernisierung	anfängl. jährl. Instandhaltung
Kellerdecke	4.287,00	857,40	85,74
Außenwand	16.925,00	8.462,50	101,55
Fenster Süd	0,00	0,00	25,48
Fenster Ost	0,00	0,00	13,20
Fenster West	0,00	0,00	21,84
Fenster Nord	0,00	0,00	18,20
oberste Geschossdecke	0,00	0,00	0,00
Sohlplatte	1.360,00	680,00	0,00
Wand gegen unbeheizt	1.612,80	806,40	26,88
Steildach	0,00	0,00	578,78
Dachfenster Süd	0,00	0,00	6,72
Dachfenster Ost	0,00	0,00	1,44
Dachfenster West	0,00	0,00	2,88
Dachfenster Nord	0,00	0,00	7,20
DG - Fußboden gegen unbeheizt	23.916,20	4.783,24	478,32
Giebelflächen (Außenwand)	22.025,00	11.012,50	132,15
Nebenkosten / Planung ca. 10 %	9.200,00	4.600,00	0,00

8.2 Anlagentechnik

(Angaben in €)	Baukosten	Modernisierung	anfängl. jährl. Instandhaltung
Erzeugung	32.000,00	11.000,00	440,00
Verteilung	0,00	0,00	0,00
Summe der Einzelpositionen	101.326,00	42.202,04	1.940,38

8.3 Gesamtbaukosten	101.326,00 €	321,63 €/m²
davon Modernisierungskosten	50.663,00 €	160,81 €/m ²
abzuziehender Zinsvorteil öffentlicher Darlehen	6.635,00 €	21,06 €/m ²

9. Energiekostensparnis im ersten Jahr

Energiekostensparnis	reduzierte Stromkosten	4.682,00 €/a
-----------------------------	------------------------	--------------

2.2.3 Holzheizwerk auf Amrum

In Anlehnung an den Auftaktworkshop fand am 29.07.05 in Nebel auf Amrum mit Vertretern des Amtes, des Forstbetriebsverbandes, der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, der Energie-manufaktur Nord, der Insel und Hallig Konferenz sowie der Investitionsbank Schleswig-Holstein ein Termin statt. Das Ziel der Besprechung war, die Umsetzungsmöglichkeiten der energetischen Verwertung des Waldrestholzes auf Amrum zu konkretisieren.

Die Ermittlung der langfristigen quantitativen und qualitativen Verfügbarkeit von Holz zur energetischen Verwertung sowie die kosten- und mengenmäßige Darstellung der gegenwärtigen Vermarktung bzw. Entsorgung auf Amrum unter Berücksichtigung der verfügbaren Logistik dienen als Grundlage für weitere Überlegungen hinsichtlich der energetischen Nutzung.

Diese Informationen wurden vom Amt Amrum in Zusammenarbeit mit der Landwirtschaftskammer und der Bezirksförsterei Nordfriesland zusammengestellt, damit eine weitere Vorplanung im Rahmen des Projektes „Energievision Uthlande“ vorgenommen werden konnte.

Zur Vorbereitung der Entscheidung, ob für diese Alternative weitere Planungsschritte eingeleitet werden sollen, ist eine Machbarkeitsstudie erstellt worden.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, das es betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, das Restholz auf der Insel energetisch zu verwerten.

Es scheint vorteilhaft, die Brennstofflogistik sowie den Anlagenbetrieb durch eine Gesellschaft durchzuführen. Eine detaillierte Planung der Holz-logistik ist auch im Zusammenhang mit der Auswahl eines geeigneten Versorgungsobjektes vorzunehmen.

Als mögliche geeignete Wärmeabnehmer wurden zunächst das Freizeitbad Wittdün und die LVA-Kinderklinik „Satteldüne“ genannt. Weitere mögliche Wärmeabnehmer werden mit Unterstützung des Amtes identifiziert.



ENERGIEMANUFAKTUR NORD

DIPLOM-INGENIEURE BIELENBERG & RICHTER
PARTNERSCHAFTSGESellschaft

www.energiemanufaktur.de
info@energiemanufaktur.de

PETER BIELENBERG
Diplom - Ingenieur
Am Hasselberg 7
D-25813 Husum
Fon: +49-4841-80 46 97
Fax: +49-4841-80 46 98
bielenberg@energiemanufaktur.de

NICOLA RICHTER
Diplom - Ingenieurin
Eichenbusch 44
D-21465 Reinbek / Hamburg
Fon: +49-40-513 27 391
Fax: +49-40-513 27 392
richter@energiemanufaktur.de

Machbarkeitsstudie

Holzwärme für Amrum

im Rahmen des Projektes

"Energievision Uthlande"

im Auftrag der
Energieagentur
Investitionsbank Schleswig-Holstein

- Holzaufkommen und Verfügbarkeit
- Aufbereitung & -logistik und Einsatzmöglichkeit
- Wirtschaftlichkeitsabschätzung



Nicola Richter
Peter Bielenberg



Hamburg | Husum, im Dezember 2005

Inhalt

Inhalt-----2
Veranlassung-----2
Ziel-----2
Einführung-----3
 1) Waldrestholz – Energie die nachwächst-----3
 2) Umrechnungsfaktoren und Energiegehalte-----4
Verfügbarkeit des Holzes auf Amrum-----5
 3) Umrechnungsfaktoren und Energiegehalte-----5
 4) Rahmenbedingungen des Holzanfalls-----6
 5) Kostenkalkulation der Holzverbringung (Istsituation)-----6
 6) Kostenkalkulation der Energetische Nutzung (Alternativszenario)-----7
Holzwärmenutzung – Auslegung und Wirtschaftlichkeit-----8
 7) Wirtschaftlichkeitsabschätzung einer 100 kW Holzhackgut-Heizzentrale-----8
 8) Ergebnisse für 100 kW Holzheizzentrale-----10
Empfehlungen-----10
Schlussbemerkung-----11
Anlage 2 weitere Informationen-----12

Veranlassung

Im Rahmen eines Teilprojektes des Programms "Regionen Aktiv" besteht die Absicht, konkrete Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien für die Region Uthlande darzustellen und unter Einbindung regionaler Akteure Maßnahmen zu formulieren, Modellprojekte zu identifizieren und deren Projektentwicklung zu unterstützen. Die "Region Uthlande" umfasst die Geestkerninseln Sylt, Föhr und Amrum, die Marschinseln Pellworm und Nordstrand sowie die Halligen an der Westküste Schleswig-Holsteins. Nach Diskussion mit den regionalen Akteuren – u. a. Bürgermeister und Kämmerer in Wittdün, Forstbetriebsverband – sollen die Möglichkeiten der energetischen Nutzung des Waldrestholzes auf Amrum weiter entwickelt werden. Es besteht bei den Amrumer Akteuren Interesse an einem Energieversorgungskonzept auf der Basis des auf Amrum anfallenden Waldrestholzes. Zur Vorbereitung der Entscheidung, ob für diese Alternative weitere Planungsschritte eingeleitet werden sollen, soll eine Machbarkeitsstudie erstellt werden.

Ziel

Es soll die Möglichkeit geprüft werden, in wie weit die energetische Nutzung des auf Amrum anfallenden Waldrestholzes technisch, ökonomisch, ökologisch und logistisch sinnvoll ist. Auf Grund der von der Auftraggeberin zusammengestellten Daten und durchzuführenden Befragungen sollen exemplarisch Versorgungssysteme überschlägig ausgelegt und die Versorgung und Brennstofflogistik beschrieben und betriebswirtschaftlich bewertet werden. Entsprechend den Ergebnissen soll entschieden werden, ob diese Energieversorgungsmöglichkeit in weiteren Planungsschritten realisiert werden soll.

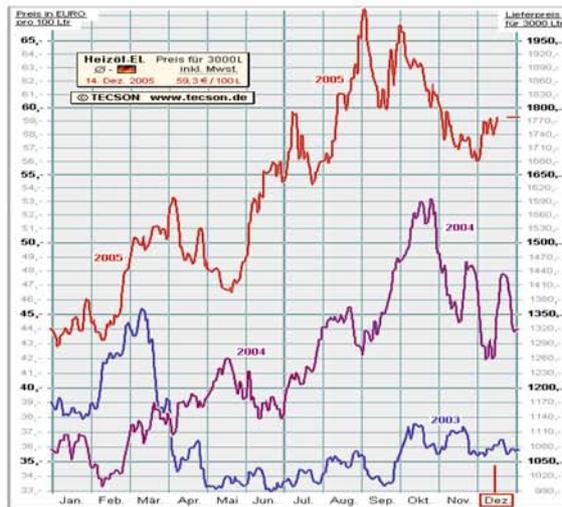
Einführung

In der Machbarkeitsstudie soll die Möglichkeit geprüft werden, ob die energetische Nutzung des auf Amrum anfallenden Waldrestholzes technisch, ökonomisch, ökologisch und logistisch sinnvoll ist. Auf Grund der von der Auftraggeberin zusammengestellten Daten und durchzuführenden Befragungen sollen exemplarisch Versorgungssysteme überschlägig ausgelegt und die Versorgung und Brennstofflogistik beschrieben und betriebswirtschaftlich bewertet werden.

Energie wird teurer. Der Ölpreis ist in den vergangenen drei Jahren um über 65 % gestiegen. Dieser Anstieg wird sich auch zukünftig nicht deutlich verringern lassen. Ein knapper werdendes Gut wird am Markt teurer gehandelt.

Aus diesem Grund macht es Sinn, über Alternative Energieformen nachzudenken.

Auf Amrum fallen jährlich zwischen 800 bis 1.500 Sm³ Waldrestholz* an. Das entspricht einer Energiemenge von 60 bis 120.000 Litern Heizöl.



Im Folgenden soll geprüft werden, in wie weit eine Nutzung dieser heimischen Energieform für Amrum sinnvoll und nachhaltig wirtschaftlich sein kann.

* Die Mengenangabe stammt vom Forstbetriebsverband Amrum / LWK Schleswig-Holstein

1) Waldrestholz – Energie die nachwächst

Das Waldrestholz wird mit Hilfe von Hackern zu Hackgut aufgearbeitet. Dieses kann dann in speziellen Feuerungen in Holzwärme umgewandelt werden. Die Vorteile der Holzwärme sind:

- ▶ nahezu CO₂-neutral
- ▶ Schadstoffarme Verbrennung
- ▶ Regionale Wertschöpfung durch Nutzung lokaler Potentiale
- ▶ preisstabiler als Öl und Gas, da nachwachsend

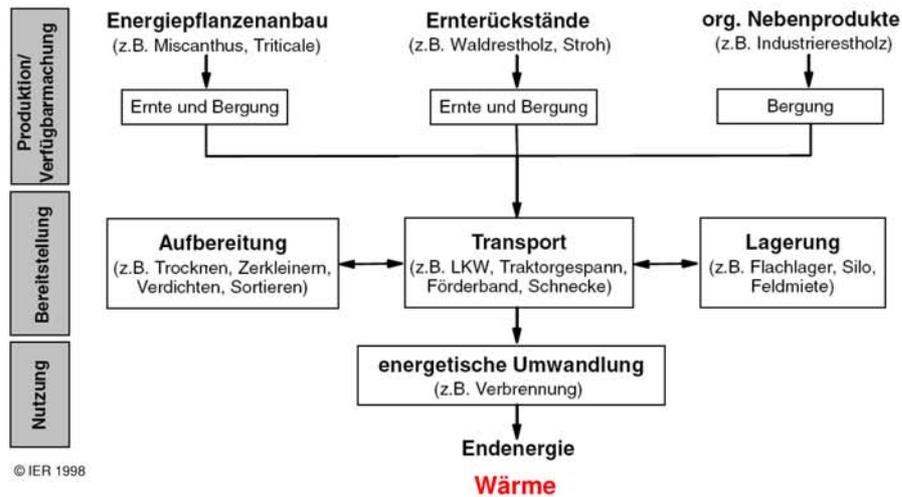
Als Faustformeln können folgende Umrechnungen vorgenommen werden:

1 Fm Holz ~ 2,4 Sm ³ 40% Wassergehalt ~ 2,8 kWh/kg bzw. 1 Sm ³ Hackgut ~ 100 Ltr. Heizöl
--

Wichtig bei der Nutzung von Holzhackgut aus der Waldpflege sind eine genaue Analyse und sichere Prognose des Holzanfalls bzw. des Aufkommen, die Sicherstellung ausreichenden Platzes für die Lagerung, eine effiziente Logistik (Zwischenlagerung und Transport) und die

Möglichkeit schnell und effizient Service- & Wartungsarbeiten an den Erzeugungsanlagen durchführen zu können.

Die Verfahrenskette zur Bereitstellung biogener Festbrennstoffe lässt sich dabei folgendermaßen darstellen:



2) Umrechnungsfaktoren und Energiegehalte

Im Bereich der Holzwirtschaft werden unterschiedliche Volumenmaße genutzt: Es gibt Festmeter (Fm), Raummeter (Rm) und Schüttraummeter bzw. Schüttkubikmeter (Sm³). Die Umrechnung erfolgt folgendermaßen:

Umrechnungen für Holzmengen (Faustzahlen)

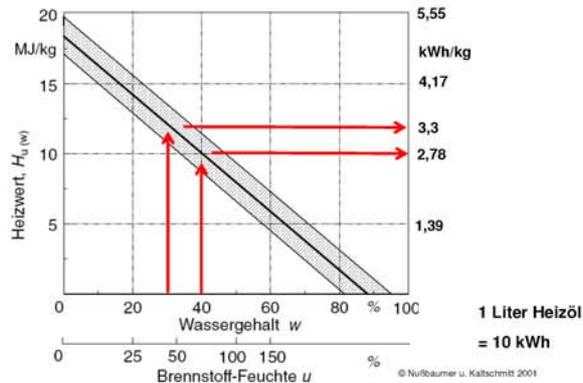
	t _{atro}	Fm	Rm	Sm ³
1 t _{atro}	1,0	1,3 - 2,5	2,9	4,86
1 Fm	0,4 - 0,75	1,0	1,4	2,43
1 Rm	0,3	0,7	1,0	1,70
1 Sm ³	0,2	0,41	0,59	1,0

atro absolut trocken
 Fm Festmeter: 1 m³ Massivholz (ohne Leerraum)
 Rm Raummeter: 1 m³ geschichtetes Holz (inkl. Luftzwischenräume)
 Sm³ Schüttraummeter (auch Srm): Raummeter geschüttetes Holz, z.B. Hackgut

©E|M|N▶

Holz enthält je nach Wassergehalt (= Anteil von im Brennstoff enthaltenen Wassers) unterschiedliche Energiegehalte; je höher der Wassergehalt, desto niedriger ist der Energiegehalt: Da ein Teil der im Brennstoff enthaltenen Energie zunächst zum Verdampfen des Wassers genutzt werden muss.

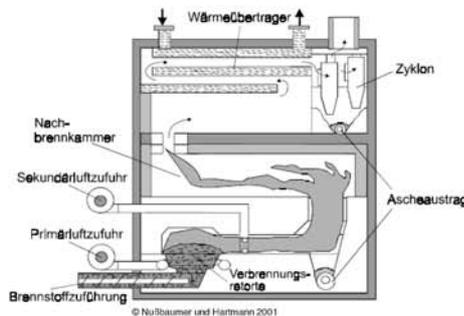
Heizwert von Holz in Abhängigkeit vom Wassergehalt bzw. der Feuchte



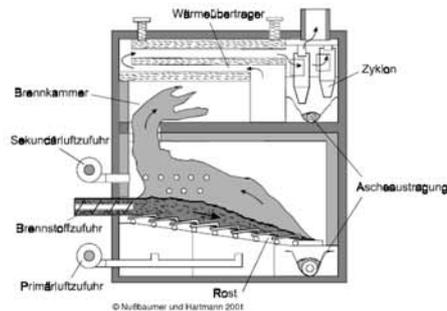
Waldfrisches Holz hat einen Wassergehalt von 40 bis zu 55%. Aus diesem Grund bietet sich eine Trocknung des Brennstoffes an. Diese kann durch "einfaches" Lagern auf bestimmten Plätzen erfolgen und lässt sich bis zur technischen Trocknung durch erwärmte Zwangsumluft optimieren.

Es ist unbedingt erforderlich, die einzusetzende Feuerungstechnik auf die Brennstoffqualität (Wassergehalt und Korngröße) abzustimmen.

Unterschubfeuerung für homogene, relativ trockene Brennstoffe:



Vorschubrostfeuerung nach dem Gegenstromprinzip, geeignet für nasse Brennstoffe:



Verfügbarkeit des Holzes auf Amrum

3) Umrechnungsfaktoren und Energiegehalte

Der jährliche Holzanfall auf Amrum beträgt nach Ermittlungen des Amtes Amrum und der hiesigen Forstbetriebsgemeinschaft durch Einschlag etwa

- ▶ ~ 588 Rm p.a., das entspricht etwa 1.000 Sm³ p.a. Holzhackgut

Diese Menge unterliegt Schwankungen von 800 bis 1.500 Sm³ p.a.. Diese Mengen bilden die Grundlage für die Systemauslegung (Feuerungstyp und Größe).

Die derzeitige Holznutzung stellt sich nach Angaben des Amtes Amrum und der Forstbetriebsgemeinschaft folgendermaßen dar:

- ▶ ~ 300 Rm p.a. Stammholz werden nach Pellworm verbracht
- ▶ ~ 60 - 80 Rm p.a werden als Kaminholz genutzt

Nach Auskunft der Akteure ist diese Nutzung an keine langfristigen Verträge gebunden, so dass das Holz kurzfristig für andere energetische Zwecke "umgewidmet" werden könnte.

Geht man von etwa 1.000 Sm³ aus, die pro Jahr in den Bewaldungen der Insel anfallen, so lässt sich daraus ein Energieäquivalent von rund 67.000 Litern Heizöl ermitteln.

Dabei wurden nachstehende Rahmenbedingungen angenommen: Wassergehalt des Holzes ~40%, von den 1.000 Sm³ gehen bei Aufbereitung, Lagerung und Transport ~ 15% verloren.

Der Rechengang der Ermittlung ist in nachfolgender Tabelle aufgeführt:

Hackgut	1.000 Sm ³	
entspricht	200 t _{grö}	
ist gleich	333 t _w	Holz bei w = 40%
bzw.	590 Rm	
bzw.	410 Fm	
bei Hu	2,7 MWh/t	
ist gleich	909 MWh	
nutzbar	85% ◀	
Holzenergie	770 MWh	~ 280 t (w)
Wärme	578 MWh	bei 75% Nutzungsgrad
entspricht ~	67.000 Ltr.HEL	bei 85% Nutzungsgrad

Werte abgerundet!

4) Rahmenbedingungen des Holzanfalls

Folgende Rahmenbedingungen sind bei der Bewertung der anfallenden Holzmengen zu berücksichtigen:

- ▶ Der Einschlag erfolgt bisher nur in den Wintermonaten Januar und Februar
- ▶ Das Sägen und Hacken ist in der Ferienzeit nicht möglich
- ▶ Das Einschlagholz wird teilweise nach Pellworm verkauft; der größte Teil muss aber von Amrum aufs Festland kostenträchtig verschifft werden

5) Kostenkalkulation der Holzverbringung (Istsituation)

Nach Auskunft der Forstbetriebsgemeinschaft kann nachfolgende Kalkulation für die entstehenden Kosten der derzeitigen Holznutzung aufgemacht werden: (Nettokosten)

Einschlag (mechanisch/manuell)	15...20,- Euro/Rm
Schreddern / Hacken	8...10,- Euro/Rm
<u>Transport (inkl. Schiff)</u>	<u>20,- Euro/Rm</u>
Σ Kosten	50,- Euro/Rm
entsprechen 1 Rm = 1,7 Sm ³	29,- Euro/Sm ³
<u>./. Verkaufserlös</u>	<u>9,- Euro/Sm³ ~ 14,- Euro/Rm</u>
<u>Σ Gesamtkosten</u>	<u>20,- Euro/Sm³</u>
ergeben bei 1.000 Sm³	20.000,- Euro p.a. Kosten

Vergleicht man o.g. Ist-Kosten für die nichtenergetische Nutzung mit zu veranschlagenden Brennstoffkosten von Waldhackschnitzeln frei Feuerungsanlage (ohne MWSt.), so ergibt sich folgendes Bild:

	€/Srm	€/t FM	€/GJ
Ernte und Bergung	9-31	38-133	3,4-11,8
Transport zur Feuerungsanlage	2-4	9-18	0,8-1,6
Summe Kosten frei Feuerung	11-35	47-151	4,2-13,5

Fichtenhackschnitzel, Wassergehalt 35 %
Heizwert 11,2 GJ/t (3,1 kWh/kg), 232 kg/Srm
Transportentfernung zur Feuerungsanlage 20 km

© FNR

Die derzeitigen anzusetzenden Gesamtkosten der Holzverbringung liegen mit etwa 20 Euro/Sm³ im Mittelfeld der für die Energieholzhackgut anzusetzende Preisspanne, so dass eine betriebswirtschaftliche Überprüfung der energetischen Holznutzung sinnvoll erscheint.

6) Kostenkalkulation der Energetische Nutzung (Alternativszenario)

Auf der Grundlage der erarbeiteten Kostenstruktur für die derzeit praktizierte Verbringung des Holzes von der Insel soll im Folgenden eine "Gegenrechnung" für den energetischen Einsatz des Holzes in einer oder mehrer Liegenschaften auf Amrum aufgemacht werden.

Folgende Kalkulation für die energetische Nutzung des Amrumer Waldrestholzes kann aufgestellt werden:

Einschlag (mechanisch/manuell)	15...20,- Euro/Rm	
Schreddern	8...10,- Euro/Rm	
<u>Transport und Lagern</u>	10,- Euro/Rm	◀
Σ Kosten	40,- Euro/Rm	
entsprechen 1 Rm = 1,7 Sm ³	24,- Euro/Sm ³	
<u>./. Verkaufserlös (Ansatz)</u>	22,- Euro/Sm ³	◀
<u>Σ Gesamtkosten</u>	2,- Euro/Sm ³	
verbleibende Kosten:	2.000,- Euro p.a.	◀

Damit ließen sich aus der Holzbrennstoffbereitstellung auf Amrum Einsparung gegenüber Ist-Situation in Höhe von jährlich 18.000 Euro p.a. erzielen. Dieser Betrag könnte bspw. für Investitionen zur Brennstofflogistik bzw. für den daraus resultierenden Kapaldienst genutzt werden.

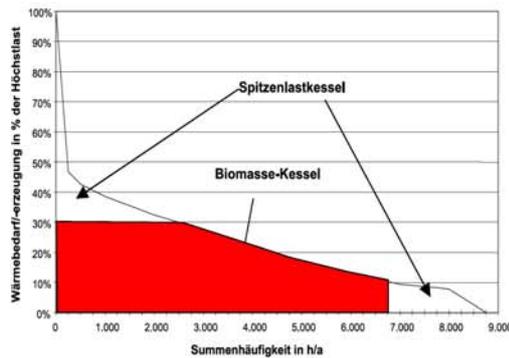
Die für den Verkaufserlös des "Inselbrennstoffes" angesetzten 22 Euro/Sm³ sollen im Folgenden auf ihre Realisierbarkeit überprüft werden: Ist es also wettberbsfähig, eine oder mehrere Holzfeuerungsanlage auf Amrum zu Brennstoffpreisen von 22 Euro/Sm³ gegenüber heizöl- oder gasbefeuerten Wärmeversorgungsanlagen zu betreiben.

22 Euro/Sm³ entsprechen energiebezogen etwa 25 Euro/MWh (zum Vergleich: Heizöl liegt bei einem Literpreis von 45 Ct/l bei einem energiebezogenen Preis von 45 Euro/MWh)

Holzwärmenutzung – Auslegung und Wirtschaftlichkeit

Die angenommenen 1.000 Sm³ Holzhackgut, die im Mittel auf Amrum jährlich mindestens anfallen entsprechen einer Brennstoffenergie (nach Abzug von Verlusten bei Aufbereitung, Lagerung und Transport) von rund 770 MWh oder unter Einbeziehung der unterschiedlichen Systemnutzungsgrade (Holzfeuerungen ~75% und Ölfeuerungen ~85%) 67.000 Liter Heizöl.

Für einen betriebswirtschaftliche Betriebsweise von Holzheizzentralen sollte folgende Grundbedingung beachtet werden: Holzfeuerungen sind ideale Systeme für die Grundlastabdeckung des Wärmebedarfes. Bei der Systemauslegung sollte die Leistung der Holzfeuerungsanlage so gewählt werden, dass mindestens 85% der benötigten Wärme-



menge über das Holzsystem bereitgestellt werden kann. Die in nur wenigen Stunden im Jahr benötigten höheren Leistungen (bei sehr tiefen Minusgraden) können über die bereits vorhandenen Öl oder Gaskessel erzeugt werden. Das konventionelle System verbleibt also sinnvoller Weise in der Liegenschaft und fungiert als Spitzenkessel bzw. Redundanzsystem.

Alternativ dazu besteht auch die Möglichkeit, die benötigten Spitzenleistungen über eine entsprechend auf den Bedarf hin dimensionierten Warmwasserspeicher bereit zu stellen.

Zur Wirtschaftlichkeitsabschätzung einer Holzheizzentrale wird im Folgenden von einer Liegenschaft ausgegangen, die eine Wärmeleistung von 200 kW benötigt.

7) Wirtschaftlichkeitsabschätzung einer 100 kW Holzhackgut-Heizzentrale

Für die zu betrachtende Liegenschaft wird von einer Spitzenleistung von 200 kW und einem Wärmebedarf von 300 MWh p.a. ausgegangen. Diese Wärmemenge kann bei "klassischer" Versorgung durch einen fossil befeuerten Öl- oder Gaskessel bereitgestellt werden. Die Benötigte Brennstoffmenge beträgt dabei ca. 35.300 Liter Heizöl- bzw. m³ Erdgas. In der vorgesehenen Betrachtungsweise soll dem verbleibenden fossilen Kessel ein 100 kW Holzessel beige stellt werden. Um damit 85% der benötigten Wärme zu erzeugen wird der Holzessel rund 400 Sm³ Holzhackgut verbrennen müssen. Dadurch sinkt der Heizölbedarf von genannten 35.300 Liter auf rund 5.300 Liter.

Für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung wird von folgenden betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Preisen) ausgegangen:

- Ölpreise: 45,- ... 65,- Cent/Liter
- Holzpreis: 15,- ... 31,- Euro/Sm³
- entspricht 47,- ... 98,- Euro/t
- bzw. 17,- ... 36,- Euro/MWh Brst.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit wird folgendermaßen vorgegangen: Ausgehend vom angesetzten Gesamtwärmebedarf der Liegenschaft wird angenommen, dass der neu zu

installierende Holzkessel rund 85% der benötigten Nutzwärme bereitstellt. Dadurch wird bei dem verbleibenden Ölkessel Heizöl eingespart. Gegen diese Einsparung stehen verbrauchskostenseitig die zusätzlichen Kosten für den Holzbrennstoff und den Mehraufwand für den Betrieb des Holzkessels (Service und Wartung). Werden diese Mehrkosten mit den Einsparungen verrechnet, so ergeben die dann noch verbleibenden Einsparungen den Betrag, der für den Kapitaldienst des Holzkessels bereitsteht.

Aus dieser dann als Annuität zu betrachtenden Einsparung kann auf das daraus maximal zur Finanzierung genutzte Investitionsvolumen gefolgert werden – ggf. unter Berücksichtigung von Fördermitteln.

Berücksichtigt bei der Wirtschaftlichkeitsabschätzung werden dabei unterschiedlich hohe Annahmen für den Heizölpreis.

Unberücksichtigt bleiben bei dieser Betrachtungsweise die weiteren "sowieso" anfallenden Betriebskosten für die bestehende Heizzentrale.

Die Berechnung sieht danach folgendermaßen aus:

Liegenschaft:		200 kW Wärmebedarf	
		1.500 Vollbenutzungsstunden	
		300 MWh Wärmebedarf	
Nutzungsgr. Öl	85%	353 MWh Brst	
entsprechen		35.294 Ltr. Heizölverbrauch	
Holzwärmeanteil	85%	255 MWh Holzwärme: 100kW	
Nutzungsgr. Holz	75%	340 MWh Holzbrennstoff	
entsprechen		125 t Holz w=35%	
bzw.		81 t atro Holz	
bzw.		394 Sm ³	
verbleiben		45 MWh Ölwärme	
entsprechen		53 MWh Öl	
bzw.		5.294 Ltr. Heizöl	
Einsparung Öl		30.000 Ltr. Heizöl	
entspricht	45 Ct/Ltr.	13.500 Euro p.a. Einsparung	
bzw.	60 Ct/Ltr.	18.000 Euro p.a. Einsparung	

verbleibende Kosten:			
Heizöl	45 Ct/Ltr.	2.382 Euro p.a.	
Holz	22 €/Sm³	8.662 Euro p.a.	25 €/MWh Brst.
	69 Euro/t		
Σ Verbrauchskosten	11.045	Euro p.a.	
ursprgl. nur Öl	15.882	Euro p.a.	45 Ct/Ltr.

Ersparnis:	4.838	Euro p.a.	
abzgl. Betriebsmehrkosten	2.000	Euro p.a.	5%
entspricht Investition	28.375	Euro	10% Annuität
inkl. Zuschuss	30%	40.536	Euro Investvolumen
Holzkessel komplett	40.000	Euro	
	405	Euro/kW	100 kW
Ziel:	400	Euro/kW	

8) Ergebnisse für 100 kW Holzheizzentrale

Im Ergebnis ist festzustellen, dass bei einem Heizölpreis von 45 Ct/Ltr. die Brennstoffeinsparungen durch den Einsatz eines Holzkessels etwa 4.800 Euro p.a. betragen. Rechnet man davon noch Mehrkosten für den Holzkesselbetrieb von rund 2.000 Euro p.a. ab, so kann bei einem Zinssatz von 5% und einer Nutzungsdauer von 15 Jahren ein Investitionsvolumen von rund 28.000 Euro finanziert werden. Geht man von Investitionskosten für eine Holzheizzentrale inklusive der baulichen Maßnahmen von 400 Euro/kW aus, so kann bei einer Förderung von 30% die zu erwartenden Investitionen in Höhe von 40.000 Euro finanziert werden.

Geht man zudem von gleichen Preissteigerungsraten (%) für Öl und Holz aus, so ergeben sich nachfolgend aufgeführte zusätzliche jährliche Kostenvorteile gegenüber der reinen Öl- bzw. Gasbeheizung:

Einsparung gegenüber Öl/Gas			
	Ölpreis	Holzpreis	Kostenvorteil
100%	45 Ct/Ltr.	22 €/Sm ³	38 Euro/a
111%	50 Ct/Ltr.	24 €/Sm ³	750 Euro/a
122%	55 Ct/Ltr.	27 €/Sm ³	1.069 Euro/a
133%	60 Ct/Ltr.	29 €/Sm ³	1.781 Euro/a

Empfehlungen

Nach diesen Ergebnissen erscheint es sinnvoll - unter den getroffenen Annahmen - das Restholz auf der Insel energetisch zu verwerten. Die hier betrachtete "ideale" Liegenschaft benötigt von den im Mittel mindestens anfallenden 1.000 Sm³ etwa 400 Sm³. Das bedeutet, dass maximal zwei derartige Anlagen auf Amrum errichtet und nachhaltig betrieben werden können.

Um diese theoretische Betrachtung an der Realität zu messen, sollten folgende weitere Schritte erwogen werden:

Überprüfung der getroffenen Annahmen insbesondere für möglichen Lagerplatz und dortige Investitionen: Kann das Holz unter den hier getroffenen Annahmen für eine störungsfreie technisch auf das Material abgestimmte Holzfeuerungsanlage zu Preisen von 22 Euro/Sm³ bereitgestellt werden. Zu berücksichtigen sind dabei neben möglichen Investitionen bzw. Pachten oder Mieten für benötigte Gerätschaften auch die entsprechende Herrichtung eines Lagerplatzes und eine sinnvolle Transportlogistik.

Parallel zu oben genannter detaillierter Planung der Holzlogistik ist die Auswahl eines geeigneten Versorgungsobjektes vorzunehmen. Hierbei ist neben den Verbrauchsdaten insbesondere auf eine geeignete Zuwegung und ausreichend Platz für das Holzsystem einschließlich Brennstofflager zu achten.

Anhand konkreter Versorgungsobjekte ist die Wirtschaftlichkeit noch einmal zu prüfen.

Um Synergieeffekte zu nutzen erscheint es sinnvoll, die Holz- und Brennstofflogistik **und** die Wärmelieferung (Anlagenbetrieb) in "einer Hand" durchzuführen.

Amrum | Holzenergie

E|M|N
EN ENERGIEMANUFAKTUR NORD

Schlussbemerkung

Ich habe diese Untersuchung nach bestem Wissen und Gewissen auf der Grundlage der vom Auftraggeber vorgelegten Daten und Ergebnisse durchgeführt.

Peter Bielenberg
E: bielenberg@energiemanufaktur.de
T: 04841-80 46 97

Husum, Dezember 2005

E|M|N EN ENERGIEMANUFAKTUR NORD
DIPLOM-INGENIEURE BIELENBERG & RICHTER
PARTNERSCHAFTSGESELLSCHAFT

DIPLOM-ING. PETER BIELENBERG
Am Hasselberg 7 Fon: 04841-80 46 97
D-25813 Husum Fax: 04841-80 46 98
bielenberg@energiemanufaktur.de
Partnerschaftsregister 506 PR 48 KI

DIPLOM-ING. NICOLA RICHTER
Eichenbusch 44 Fon: 040-513 27 391
D-21465 Reinbek Fax: 040-513 27 392
richter@energiemanufaktur.de
St.Nr. 17 223 00758

Bankverbindung
GLS Gemeinschaftsbank eG
BLZ 430 609 67
Kto. 2002 380 800
Ust.-ID DE 237 368 163

*Der Wärmeingenieur soll nicht nur Kalorienfänger sein,
sondern über die nächsten Grenzen
seines Gebietes hinaus sehen,
da hier mitunter viel mehr zu holen ist
als durch die Brennstoffersparnis.*

um 1925

© E|M|N

Dezember 2005

11 / 17

Amrum | Holzenergie

E|M|N
EN ENERGIEMANUFAKTUR NORD

Schlussbemerkung

Ich habe diese Untersuchung nach bestem Wissen und Gewissen auf der Grundlage der vom Auftraggeber vorgelegten Daten und Ergebnisse durchgeführt.

Peter Bielenberg
E: bielenberg@energiemanufaktur.de
T: 04841-80 46 97

Husum, Dezember 2005

E|M|N EN ENERGIEMANUFAKTUR NORD
DIPLOM-INGENIEURE BIELENBERG & RICHTER
PARTNERSCHAFTSGESELLSCHAFT

DIPL.-ING. PETER BIELENBERG
Am Hasselberg 7 Fon: 04841-80 46 97
D-25813 Husum Fax: 04841-80 46 98
bielenberg@energiemanufaktur.de
Partnerschaftsregister 506 PR 48 KI

DIPL.-ING. NICOLA RICHTER
Eichenbusch 44 Fon: 040-513 27 391
D-21465 Reinbek Fax: 040-513 27 392
richter@energiemanufaktur.de
St.Nr. 17 223 00758

Bankverbindung
GLS Gemeinschaftsbank eG
BLZ 430 609 67
Kto. 2002 380 800
Ust.-ID DE 237 368 163

*Der Wärmeingenieur soll nicht nur Kalorienfänger sein,
sondern über die nächsten Grenzen
seines Gebietes hinaus sehen,
da hier mitunter viel mehr zu holen ist
als durch die Brennstoffersparnis.*

um 1925

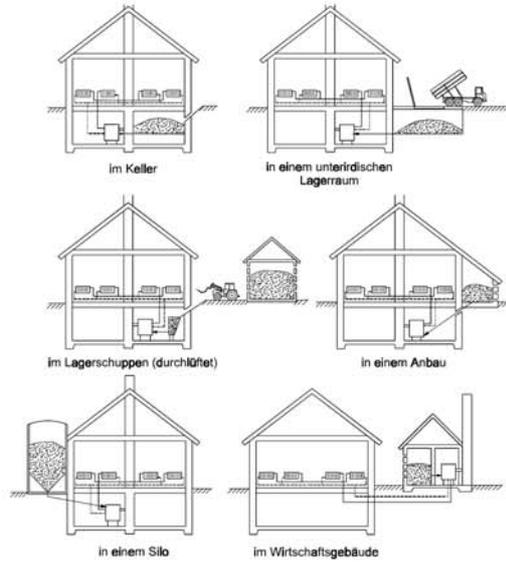
© E|M|N

Dezember 2005

11 / 17

Amrum | Holzenergie

Anlage 2 weitere Informationen



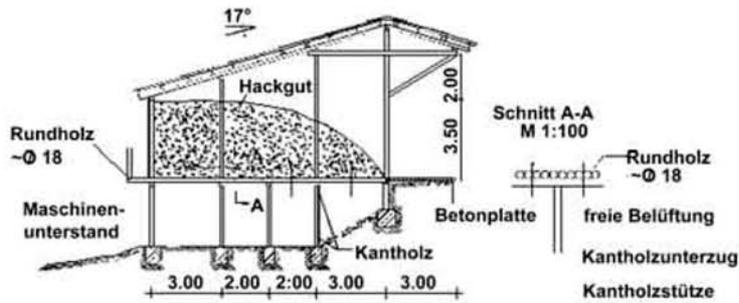
E|M|N
ENERGIEMANUFAKTUR NORD

Beispiele von Ausführungen von Hack-schnitzellagern

© Bioenergietechnik

28

Hackgutlagerung

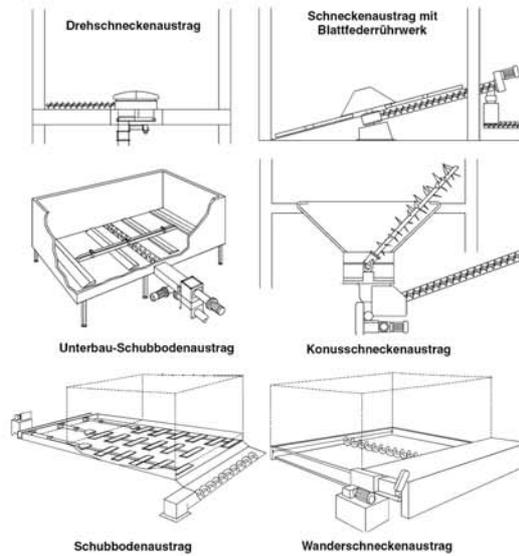


© E|M|N 14/12/2005

www.energiemanufaktur.de

29

Amrum | Holzenergie



E|M|N
ENERGIEMANUFAKTUR NORD

Beispiele für Lager-
Ausragungs-
systeme

© Hartmann 2001

30

Emissionsgrenzwerte nach der 1. BImSchV

Brennstoff	Nennwärmeleistung kW	Sauerstoffbezugswert %	Emissionsgrenzwerte		
			Staub ^a g/Nm ³	CO ^a g/Nm ³	Abgasfahne Grauwert
Naturbelassenes stückiges Holz, Presslinge aus naturbelassenem Holz	= 15	-	-	-	heller 1
Naturbelassenes stückiges oder nicht stückiges Holz, Presslinge aus naturbelassenem Holz	> 15= 50	13	0,15	4,0	heller 1
	50= 150			2,0	
	150= 500			1,0	
	> 500< 1000			0,5	

- a. Staub- und CO-Grenzwert nur bei Nennwärmeleistung > 15 kW
- b. Einsatz verboten bei einer Nennwärmeleistung < 50 kW, Einsatz nur in Betrieben der Holzbe- und -verarbeitung
- c. Einsatz verboten bei einer Nennwärmeleistung < 15 kW

© E|M|N 14/12/2006

www.energiemanufaktur.de

31

Amrum | Holzenergie

Kosten der Hackschnitzelbereitstellung frei Waldstraße

Verfahren	Lohnansatz €/h	Kosten BHD 10 cm €/Srm	Kosten BHD 15 cm €/Srm	Kosten BHD 20 cm €/Srm
1	10	13,1	11,6	-
2	10 ^a	18,1	12,0	-
3	10	15,1	11,3	9,6
4	25	18,6	10,9	8,2
5	25	17,0	10,9	8,9
6	25	24,6	12,9	8,8
7	25	37,5	15,4	11,3
8	25	24,3	12,9	10,1

1. Vorliefern von Hand, Hacken auf der Rückegasse | 2. Vorliefern mit dem Pferd, Rücken mit Kranrückewagen | 3. Teilmechanisiertes Fällen, Vorliefern/Rücken | 4. Fällen/Vorliefern mit Seilschlepper; Rücken und Hackholztransport mit Kranrückewagen zum Lagerplatz / Heizanlage, Hacken am Lagerplatz | 5. Aufteilung der Bestandsfläche in Zangenzone / Seilzone, Rücken mit Zangenschlepper, Hacken auf der Waldstraße | 6. Teilmechanisiertes Fällen und Vorliefern mit Seilschlepper; Hacken auf der Rückegasse mit Aufbauhacker | 7. Vollmechanisiertes Fällen und Vorliefern mit Harvester, Rücken mit Forwarder, Hacken auf der Waldstraße | 8. Vollmechanisiertes Fällen, Vorliefern und Hacken mit Hackschnitzel-Harvester, Rücken mit Transportfahrzeug (Shuttle)

© Witkopf et al. 2003

Kosten der Hackschnitzelbereitstellung frei Waldstraße für verschiedene Ernteverfahren und Brusthöhendurchmesser

Verfahren	Lohnansatz €/h	Kosten BHD 10 cm €/Srm	Kosten BHD 15 cm €/Srm	Kosten BHD 20 cm €/Srm
niedrig mechanisiert	€/Srm	15,6	11,8	-
Summe	€/t FM	67,0	50,7	-
Verfahren 1 + 2	€/t TM	103,1	77,9	-
	€/GJ	6,0	4,5	-
teilmechanisiert	€/Srm	18,8	11,5	8,9
Summe	€/t FM	81,0	49,5	38,2
Verfahren 3 - 6	€/t TM	124,7	76,1	58,8
	€/GJ	7,2	4,4	3,4

© Witkopf et al. 2003

a. Lohnansatz für den Pferdeführer: 25 €
BHD: Brusthöhendurchmesser, Srm: Schüttraummeter; FM: Frischmasse; TM: Trockenmasse
Umrechnung: Fichtenhackschnitzel mit 35 % Wassergehalt, 232 kg/Srm und 11,2 MJ/kg

© E|M|N 14/12/2006

www.energiemanufaktur.de

33

Lagerungskosten

		Freilagerung		Altgebäude
		ohne Bodenplatte	mit Bodenplatte	
Transport zum Lager	€/t FM	2,7	2,7	2,7
Lagerbeschickung	€/t FM	2,6	2,6	2,6
Lagerkosten	€/t FM	0,0	10,2	4,2
Trockenmasseverluste	%	17	12	9
Energieverluste	%	14	7	3
Lagerverluste	€/t FM	7,4-22,6	3,4-10,4	1,3-3,9
Lagerungskosten	€/t FM	12,7-27,9	18,9-25,9	10,8-13,4

Lagerdauer 6 Monate, Fichtenhackschnitzel, Wassergehalt bei Einlagerung 50 %, bei Auslagerung 35 %

Transportkosten

Transportentfernung in km	Solo-LKW ^a			LKW-Containerzug ^b			Traktor + 2 Anhänger ^c		
	€/Srm	€/t FM	€/GJ	€/Srm	€/t FM	€/GJ	€/Srm	€/t FM	€/GJ
5	1,9	8,3	0,7	1,5	6,5	0,6	1,2	5,1	0,5
10	2,4	10,3	0,9	1,8	7,5	0,7	2,2	9,5	0,8
15	2,8	12,2	1,1	2,0	8,5	0,8	3,3	14,0	1,2
20	3,2	13,9	1,2	2,2	9,3	0,8	4,3	18,5	1,6
25	3,6	15,5	1,4	2,4	10,1	0,9	5,3	22,9	2,0
30	4,0	17,1	1,5	2,5	10,9	1,0	6,4	27,4	2,4
50	5,3	22,7	2,0	3,2	13,7	1,2	10,5	45,2	4,0
70	6,9	29,7	2,6	4,0	17,2	1,5	14,7	63,1	5,6

a. Transportvolumen 40 m³, Nutzlast 13 t

b. Transportvolumen 80 m³, Nutzlast 23 t

c. Transportvolumen 30,8 m³, Nutzlast 12 t

Fichtenhackschnitzel, Wassergehalt 35 %; Heizwert 11,2 GJ/t, 232 kg/Srm

Amrum | Holzenergie

E|M|N
EN ENERGIEMANUFAKTUR NORD

Bereitstellungskosten von biogenen Festbrennstoffen frei Feuerungsanlage (o. MWSt.)

E|M|N
ENERGIEMANUFAKTUR NORD

	Anbau-/ Ernte-/ Bergekosten	Lagerkosten	Trans- portkosten 20 km	Brenn- stoff- kosten				
	€/t FM	€/t FM	€/t FM	€/Srm	€/t FM	€/t TM	€/GJ	Cent/ kWh
Waldhackschnitzel Fichte ^a	38-133	-	9-18	11-35	48-151	73-233	4,2-13,5	1,5-4,9
Waldhackschnitzel Buche ^b	26-91	-	8-13	11-35	34-103	52-159	3,2-9,7	1,1-3,5

a. Heizwert 11,3 GJ/t, Wassergehalt 35 %
b. Heizwert 10,6 GJ/t, Wassergehalt 35 %

© E|M|N 14/12/2005

www.energiemanufaktur.de

36

© E|M|N

Dezember 2005

16 / 17

Umrrechnung	Wassergehalt w(%)			40%			Energie			entspricht			Kesselnutzungsgrad			80%		
	t_{atro}	t_w	Fm	kWh/kg	MWh*/t _w	Sm ³	kWh*/Sm ³	MWh*/t _w	Ltr.HEL/Sm ³	Preis Euro	Preis Euro	Preis Euro	Preis Euro	Preis Euro	Preis Euro	Preis Euro		
1 t _{atro}	Fichte	1,00	2,3	1,67	2,86	5,8	~ 821	~ 82	127,60 €/t _{atro}	76,56 €/t _w	26,80 €/MWh	33,50 €/MWh						
	Kiefer	1,00	4,9	2,0	2,86	4,9	~ 972	~ 97	107,80 €/t _{atro}	64,68 €/t _w	22,64 €/MWh	28,30 €/MWh						
	Buche	1,00	3,7	1,5	2,66	3,7	~ 1.200	~ 120	81,40 €/t _{atro}	48,84 €/t _w	18,33 €/MWh	22,91 €/MWh						
	Eiche	1,00	3,8	1,5	2,66	3,8	~ 1.169	~ 117	83,60 €/t _{atro}	50,16 €/t _w	18,83 €/MWh	23,53 €/MWh						
1 Sm ³	Pappel	1,00	6,1	2,4	2,86	6,1	~ 728	~ 73	134,20 €/t _{atro}	80,52 €/t _w	30,22 €/MWh	37,78 €/MWh						
	Fichte	0,17	1,0	0,4	2,86	1,0	~ 818	~ 82	22,00 €/Sm ³									
	Kiefer	0,20	1,0	0,4	2,66	1,0	~ 971	~ 97										
	Buche	0,27	1,0	0,4	2,66	1,0	~ 1.207	~ 121										
1 Fm	Eiche	0,26	1,0	0,4	2,86	1,0	~ 728	~ 73										
	Pappel	0,16	1,0	0,4	2,86	1,0	~ 728	~ 73										
	Fichte	0,43	2,5	1,0	2,86	2,5	~ 819	~ 82										
	Kiefer	0,51	2,5	1,0	2,66	2,5	~ 971	~ 97										
m ³ Festholz	Buche	0,68	2,5	1,0	2,66	2,5	~ 1.208	~ 121	55,00 €/Fm									
	Eiche	0,65	2,5	1,0	2,66	2,5	~ 1.155	~ 115										
	Pappel	0,41	2,5	1,0	2,66	2,5	~ 728	~ 73										
					2,7													

* Brennstoffenergie

$$\varnothing Hu = (18 \cdot (100 - w(\%)) \cdot 100) - 2,45 \cdot w(\%) \cdot 100 / 100 / 3,6$$

22,00 Euro/Sm³ Hackschnitzel

Preis je Sm³

Umrrechnung Feuchte - Wassergehalt	
Wassergehalt	$W = \frac{100 \times U}{100 + U} = 40 \%$
Holzfeuchte	$U = \frac{100 \times W}{100 - W} = 67 \%$

Umrrechnungen für Holz mengen (Faustzahlen)			
	t _{atro}	Fm	Sm ³
1 t _{atro}	1,0	1,3 - 2,5	2,9
1 Fm	0,4 - 0,75	1,0	2,43
1 Rm	0,3	0,7	1,70
1 Sm ³	0,2	0,4	1,0

atro absolut trocken
Fm Festmeter: 1 m³ Massivholz (ohne Leerraum)
Rm Raummeter: 1 m³ geschichtetes Holz (inkl. Lutzzwischenräume)

2.2.4 Erdwärmenutzung auf Hallig Hooge, Lorenzwarft / Mitteltritt

Projektbeschreibung

Die Eigentümer der Gebäude auf der Lorenzwarft / Mitteltritt auf Hallig Hooge haben sich mit der Überlegung an die Projektträger der „Energievision Uthlande“ gewandt, die vorhandenen und geplanten Gebäude der Warft zukünftig mit Erdwärme zur Beheizung und Warmwassererzeugung zu versorgen. Hintergrund dieser Überlegung ist die geplante Aufwartung im Rahmen der Küstenschutzmaßnahmen. Die ohnehin bei der Aufwartung notwendigen Erdarbeiten könnten dabei genutzt werden, um am Warftfuß Erdwärmekollektoren einzubauen.

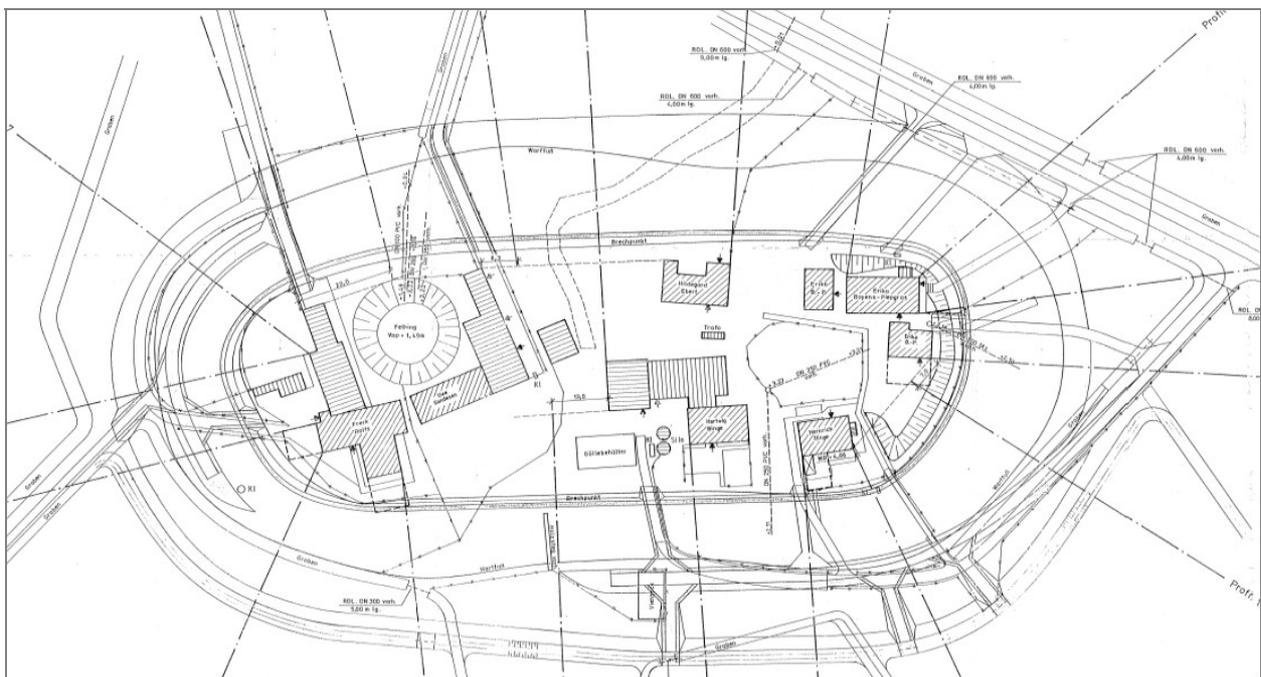
Ein weiterer Ausgangspunkt dieser Überlegungen ist die vorhandene Versorgungssituation mit Heizöl und Strom für die Wärmeversorgung der Gebäude. Obwohl die Bewohner der Warft größtenteils kontinuierlich in die energetische Verbesserung der Gebäude investiert haben, sind signifikante Einsparungen bei den Energiekosten aufgrund der Preissteigerungen der letzten Jahre zumeist nicht feststellbar.

Die Eigentümer der bestehenden Gebäude der Lorenzwarft / Mitteltritt wurden vor Ort über die Möglichkeiten der energetischen Verbesserung der Gebäude und die Energieversorgung über erneuerbare Energien informiert.

Die Gebäude der Warft wurden über bestehende Planungsunterlagen und örtliche Bestandsaufnahmen anlagentechnisch und bautechnisch erfasst und die Primärenergiebedarfe nach vorliegenden Rechnungen und Auskünften der Bewohner dokumentiert. Als Anhaltspunkt für die Auslegung der Erdwärmekollektoren dienen darüber hinaus Aussagen über geplante Neubau- und Sanierungsvorhaben der Eigentümer.

Als Grundlage für eine weitergehende Untersuchung der Erdwärmenutzung konnten Verbrauchswerte je Quadratmeter Wohnfläche für die vorhandenen Gebäude ermittelt - und über eine Bedarfsberechnung gemäß EnEV erhärtet werden. Für die Neubauplanungen der Eigentümer wurden standardisierte Werte zeitgemäßer energiesparender Gebäude je Quadratmeter Wohnfläche in Ansatz gebracht. Die auf der Warft vorhandene Brachfläche eines ehemaligen Hofes ist zur Wärmebedarfsermittlung fiktiv mit drei Wohngebäude beplant worden.

Die Energiemanufaktur Nord E|M|N wurde durch die Energieagentur der Investitionsbank Schleswig-Holstein mit der ingenieurtechnischen Untersuchung der vorgeschlagenen Erdwärmenutzung beauftragt. Die erarbeitete Studie setzt sich mit den technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer solchen Maßnahme auseinander und zeigt Perspektiven einer sinnvollen Nutzung der Erdwärme und erneuerbarer Energien auf.





ENERGIEMANUFAKTUR NORD

DIPLOM-INGENIEURE BIELENBERG & RICHTER
PARTNERSCHAFTSGESSELLSCHAFT

AM HASSELBERG 7, D-25813 HUSUM
FON: +49-4841-80 46 97 | FAX: +49-4841-80 46 97

www.energiemanufaktur.de
info@energiemanufaktur.de



Machbarkeitsstudie

Geothermie

Hallig Hooge Lorenzwarft / Mitteltritt

Investitionsbank Schleswig-Holstein Energieagentur

Technik • Ökonomie • Ökologie

- Wärmepumpe
- Solarthermie
- Zentral / dezentral

PETER BIELENBERG

Diplom - Ingenieur

Am Hasselberg 7
D-25813 Husum

Fon: +49-4841-80 46 97

Fax: +49-4841-80 46 98

bielenberg@energiemanufaktur.de

NICOLA RICHTER

Diplom - Ingenieurin

Eichenbusch 44
D-21465 Reinbek

Fon: +49-40-513 27 391

Fax: +49-40-513 27 392

richter@energiemanufaktur.de

Nicola Richter
Peter Bielenberg

Hamburg | Husum im Januar 2006

Inhalt

Inhalt	2
Zusammenfassung	3
TEIL A - Erläuterungsbericht	7
A1. Vorhaben und Ziel	7
A2. Grundlagen und Rahmenbedingungen	7
A3. Geothermie Allgemein	8
A4. Situation auf der Lorenzwarft / Mitteltritt - Hallig Hooge	10
A5. Wärmeversorgung	12
A6. Solarthermie	13
A7. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	14
A8. Ökologie, Klimaschutz	15
TEIL B - Technische Berechnungen	16
B1. Berechnung der Heizleistungen	16
B2. Erdwärme-Kollektoren / Tiefensonden	17
B3. Zentrale Wärmepumpenanlage	18
B4. Solarthermische Anlage	18
TEIL C - Kostenermittlung	19
C1. Erdwärmekollektoren / Tiefensonden	19
C2. Zentrale Wärmepumpenanlage	20
C3. Dezentrale Wärmepumpenanlagen	21
C4. Dezentrale Öl-Heizkesselanlagen	22
C5. Solarwärmeanlagen	22
TEIL D - Wirtschaftlichkeit	23
D1. Wirtschaftlichkeit Heizsysteme ohne Preissteigerung	23
D2. Wirtschaftlichkeit mit Preissteigerung	25

Zusammenfassung

In der Region Uthlande werden im Rahmen der Halligkonferenz verschiedene Möglichkeiten für eine klima- und ressourcenschonende Energieversorgung sondiert. Mit der vorliegenden Studie soll für die Lorenzwarft / Mitteltritt auf der Hallig Hooge untersucht werden, ob eine Wärmeversorgung mit Erdwärmenutzung im Vergleich zur vorhandenen Wärmeversorgung mit Öl-Heizkesseln technisch, ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist.

Auf der Warft ist ein Hallig-Hotel und weitere sechs Gebäude mit teilweise Ferienvermietung vorhanden. Ein Gebäude wird bereits mit Erdwärme aus Tiefensonden versorgt.

Es werden drei Varianten untersucht:

- ▶ Zentrale Wärmepumpenanlage monovalent mit Nahwärmenetz
- ▶ Dezentrale Wärmepumpenanlagen monovalent
- ▶ Dezentrale Öl-Heizkesselanlagen

Empfehlung:

Es wird empfohlen, zunächst die bauliche und zeitliche Machbarkeit einer Wärmepumpenlösung zu überprüfen – in Hinsicht auf:

- ▶ Anfallende Kosten für Umstellung bzw. Umrüstung auf Niedertemperaturheizungssystemen (30 – 40°C: Niedertemperatur geeignete Heizkörper, Fussbodenheizungen) ermitteln
- ▶ Zeitaufwand für Genehmigung und Abstimmung Baumaßnahme der Aufwartung
- ▶ Sondierung von Fördermitteln für eine Wärmepumpenanlage
- ▶ Nach erfolgreicher Abklärung und Machbarkeit der Wärmepumpenvariante wird empfohlen, ggfs. die Wirtschaftlichkeit mit angepassten Kostenansätzen erneut zu berechnen.

Beim heutigen Preisniveau liegen die Vollkosten (Jahreskosten) der Öl-Heizkessel-Variante mit rechnerisch 139 Euro/MWh unter den Vollkosten für die dezentrale Wärmepumpen-Variante mit 182 Euro/MWh und für die zentrale Wärmepumpen-Variante mit 217 Euro/MWh. Unter der Annahme einer Förderung in Höhe von 40 % ist die dezentrale Wärmepumpenvariante mit 143 Euro/MWh gleichauf mit der Öl-Heizkessel-Variante.

Die Energiepreissteigerungsrate hat einen großen Einfluss auf die sich entwickelnden Jahreskosten. Der Strompreis steigt in geringerem Maß als Öl. Die Preissteigerung für Heizöl lag in den Jahren 1995 bis 2005 bei etwa 12 % pro Jahr. Unter der Annahme einer Preissteigerung für Strom von 5% und für Öl von 10% würden die Vollkosten für die dezentrale Wärmepumpen-Variante bereits im 6. Jahr niedriger als für die Öl-Heizkessel-Variante sein (bei 0% Förderung). So ergibt sich Jahr für Jahr ein wachsender wirtschaftlicher Vorteil für die Öl-Heizkessel-Variante.

Ökologisch ist sie unter der Maßgabe zu empfehlen, dass Öl eine Gefahr für das Wattenmeer darstellt. Auch ist der CO₂-Ausstoß einer Wärmepumpe im Vergleich zu Öl wesentlich geringer. Die CO₂-Emission könnte um etwa die Hälfte gesenkt werden.

Bei allen Überlegungen und Berechnungen ist jedoch dringend zu beachten, dass die Heizverteilungssysteme in den Gebäuden für Niedertemperatur (möglichst 30-40°C) geeignet sein müssen. Mögliche Mehrkosten sind daher ggfs. in diese Variante einzurechnen.

Ergebnisse in Stichworten:

▶ Voraussetzungen für Wärmepumpentechnik

1. Eignung der Raumheizungssystem in den Gebäuden

Vor einer möglichen Entscheidung für eine Wärmepumpen-Variante ist sicher zu stellen, dass die Wärmeverteilungs- und Raumheizungssysteme für Heizungs-Vorlauftemperaturen von maximal 50°C geeignet sind. Ggfs. müssten Veränderungen an den Raumheizungssystemen vorgenommen werden oder der Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudes durch Wärmeschutzmaßnahmen gesenkt werden. Die hierfür anfallenden Kosten konnten nicht kalkuliert werden und sind in der Kostenermittlung in Kapitel C nicht enthalten!

2. Stromanschlussleistung

Für die Warft steht nach telefonischer Auskunft des Netzbetreibers E.O.N Hanse eine Stromanschlussleistung in Höhe von rd. 100 kW zur Verfügung. Bei Wahl einer zentralen Heizungsanlage müsste die Trafostation in ihrer Leistung aufgerüstet werden. Für die Bereitstellung eines 200 Ampere-Anschlusses belaufen sich die Kosten in grober Abschätzung auf rd. 5.000 Euro. Die maximale Wärmepumpenleistung benötigt ca. 280 Ampere. Für diesen Sonderanschluss müssten die Kosten gesondert kalkuliert werden.

Bei einer dezentralen Wärmepumpenlösung wäre für jeden Anschluss über 63 Ampere, entsprechend ca. 36 kW, eine Pauschalsumme von rd. 700 Euro zu zahlen. Die Verlegung von ggfs. erforderlichen stärkeren Stromleitungen und Nachrüstung der Trafostation würde auf Kosten der E.O.N durchgeführt werden.

3. Deichbauliche Genehmigung und Verlegung Erdkollektoren im Zuge der Aufwärtung

Die Flachkollektorfelder könnten im Zuge der Erdarbeiten für die Aufwärtung im Frühjahr 2006 verlegt werden. Dafür müsste sehr kurzfristig eine wasserrechtliche Genehmigung eingeholt, die Planung durchgeführt und die Bauleistungen bis Mitte Januar (!) in die Ausschreibung der Aufwärtung eingearbeitet werden. Es ist empfehlenswert, die Leistungen in einer gemeinsamen Ausschreibung zusammen zu fassen, um Abstimmungen und Gewährleistungsgrenzen zu vereinfachen.



Die Bedingungen für den Betrieb der Flachkollektorfelder, die im Deichbereich vorgesehen sind, werden in der wasserrechtlichen Genehmigung geregelt. Reparaturen am System sind unwahrscheinlich. Jedoch könnte die Zugänglichkeit nur in bestimmten Jahreszeiten erlaubt werden bzw. einer Sondergenehmigung bedürfen.

▶ Wirtschaftlichkeit Wärmeversorgungsvarianten

Bei einer angenommenen Preissteigerungsrate von jährlich 5 % oder höher ist die Wärmeversorgung mit dezentralen Wärmepumpenanlagen die günstigste Lösung. Wärmepumpenanlagen sind in ihrer Anschaffung teurer als vergleichbare Öl-Heizkessel, jedoch sind die je kWh eingesetzten Stromkosten geringer als für Öl. Je stärker der Preisanstieg für Öl, umso günstiger für die Wärmepumpen-Variante. Hinzu kommen eventuell Vorteile durch den Erhalt von Fördermitteln für Wärmepumpen.

▶ Wirtschaftlichkeit Wärmeversorgung zentral – dezentral

Die zentrale Wärmepumpenanlage mit Nahwärmenetz ist wirtschaftlich ungünstiger als die Installation von dezentralen Wärmepumpen. Das liegt zum einen an den zusätzlichen Kosten für das Nahwärmenetz und Leitungswärmeverluste im Betrieb. Zum anderen sind auch bei der zentralen Alternative in jedem Gebäudekomplex jeweils eine eigene Warmwasserbereitung vorgesehen (s.u.). Diese Hausstationen mit eigenen kleinen Luft-Wasser-Wärmepumpen werden folglich neben der zentralen Anlage für die Raumheizung betrieben. Die Erdkollektorfelder werden in beiden Fällen zentral zusammen geführt und mit Hausversorgungsleitungen zu den dezentralen Wärmepumpen geführt.

▶ Wirtschaftlichkeit Erdwärmetechnik

Der Bau von Flachkollektorfeldern ist wesentlich kostengünstiger als die Bohrung von Tiefensonden. Das höhere Temperaturangebot der Tiefensonden durch die etwa 3°C größere Erdwärme spart die Mehrkosten nicht ein. Begünstigt werden die Flachkollektorfelder noch dadurch, dass sie im Rahmen der Erdarbeiten für die Aufwartung kostengünstig eingebaut werden könnten.

▶ Wirtschaftlichkeit Solarwärmanlage

Die Installation einer Solarwärmanlage würde sich Wahl einer Wärmepumpenvariante mit Wärmepumpensondertarif nicht in ihrer technischen Nutzungsdauer amortisieren.

Bei Einsparung von Öl wäre eine Förderhöhe von 60 % und eine Ölpreissteigerung von 10 %/a erforderlich, damit sich die Anlage innerhalb von 20 Jahren amortisiert.

Aus rein wirtschaftlicher Sicht ist die Installation daher nicht zu empfehlen. Bei höheren Energiepreissteigerungsraten als 10% wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung wieder interessant.

▶ Ökologie

Wärmepumpen reduzieren die CO₂-Emission um rd. die Hälfte der vergleichbaren Emission von Öl-Heizkesseln. Dies entspricht einer absoluten Summe von 50 Tonnen pro Jahr. Wenn die Wärmepumpen mit Ökostrom angetrieben werden würden, wäre diese Variante absolut klima- und ressourcenschützend!

Aus ökologischer Sicht sind Solarwärmanlagen auf jeden Fall zu empfehlen. Bei Installation aller vorgeschlagenen Solaranlagen kann die CO₂-Emission um bis zu 15 Tonnen pro Jahr reduziert werden.

▶ Ökostrom statt Wärmepumpentarif

Der Einsatz von Ökostrom für die Wärmepumpen wäre für die Umwelt und das Klima sehr wünschenswert (s.o.). Die Mehrkosten für Ökostrom Lichtblick gegenüber dem Wärmepumpentarif betragen etwa 7 Ct/kWh_{el}, entsprechend etwa 5.000 Euro jährlich. Diese Mehrkosten würden natürlich auch einer Preissteigerung unterliegen.

▶ Übersicht Kriterien

In der Tabelle sind in der Übersicht Entscheidungskriterien aufgeführt, die jeweils für die Varianten als vor- oder nachteilig eingestuft wurden. Die Bewertung der Kriterien obliegt den Betreibern und ist die Grundlage für die Entscheidung zur Wahl der Variante der Wärmeversorgung.

	Zentrale Wärmepumpe	Dezentrale Wärmepumpen	Dezentrale Öl-Heizkessel
Investitionskosten	--	0	+
Mögliche Mehrkosten	--	--	++
Vollkosten heute	--	0	+
Auswirkung Preissteigerung	++	++	--
CO ₂ -Bilanz	+	+	--
Gefahr für Wattenmeer	++	++	--
Umsetzbarkeit, Randbeding.	-	-	++

++ sehr vorteilhaft + vorteilhaft 0 neutral - nachteilhaft -- sehr nachteilhaft

TEIL A - Erläuterungsbericht

A1. Vorhaben und Ziel

Der „Förderverein“ Region Uthlande fördert die Verbreitung regenerativer und klimaschonender Energien.

Auf einer Warttversammlung wurde großes Interesse für die Erdwärmenutzung auf der Warft Mitteltritt bekundet. Daher beauftragte die Energieagentur Schleswig-Holstein die vorliegende Machbarkeitsstudie zur Geothermie unter dem Gesichtspunkt des weiteren Einsatzes in Schleswig-Holstein.

A2. Grundlagen und Rahmenbedingungen

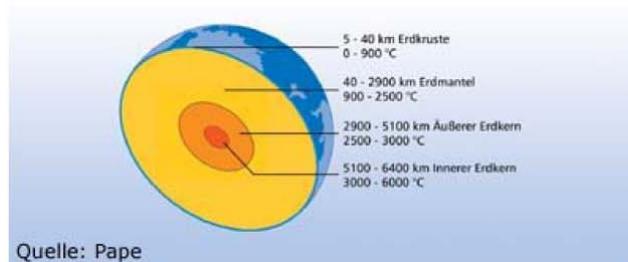
Die dem Energiekonzept zu Grunde liegenden Daten wurden von der Investitionsbank Schleswig-Holstein / Energieagentur zusammen getragen und zur Verfügung gestellt.

- ▶ Die Kostenschätzung wurde auf der Grundlage von Erfahrungswerten und ggfs. auf der Grundlage von eingeholten Angeboten erstellt. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die Einsparungen sowie die Jahres-Vollkosten mit Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten über die Nutzungsdauer aufsummiert.
- ▶ Das vorliegende Energiekonzept dient als Entscheidungsgrundlage für Investitionen und ersetzt keine technischen Planungen.

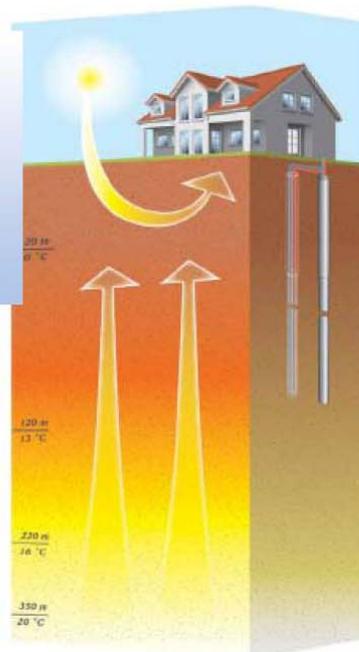
A3. Geothermie Allgemein

Die Erdwärme ist unbegrenzt im Erdinneren gespeichert und kann zur Energieversorgung genutzt werden. Je 100 Meter Tiefe nimmt die Temperatur um etwa 3°C zu.

Schalenaufbau und Temperaturen der Erde
(Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt):



Temperaturen an der Erdoberfläche:
(Quelle: Hessisches Landesamt für Umwelt)

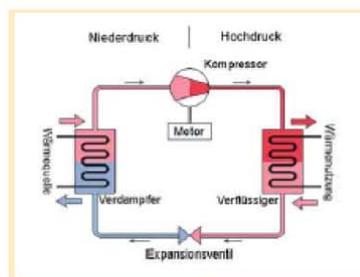


Die Erde besitzt im Erdkern eine Temperatur von 6.000°C. An der Erdoberfläche können mittels Flachkollektoren oder Tiefensonden Erdtemperaturen von bis zu 20°C genutzt werden. Die Wärmepumpe wandelt das „niedrige“ Temperaturniveau der Erdwärme mittels Stromenergie durch Verdichtung in ein höheres Temperaturniveau um.

In der Wärmepumpe wird ein besonderes Kältemittel gewählt, das seinen Siedepunkt im Arbeitstemperaturbereich besitzt. Durch die Aggregatänderung zwischen flüssig und gasförmig kann die Verdampfungsenthalpie bzw. Kondensatenergie als Nutzenergie gewonnen werden.

Funktionsprinzip einer Wärmepumpe (Quelle: www.erneuerbare-energien.de):

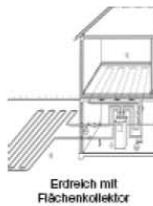
(Quelle: www.erdwaermeserver.de)



Wärmepumpen können auf Hooge mit Ansaugung von Außenluft, mit Erdwärme aus Flachkollektorfeldern oder aus Tiefensonden betrieben werden.



Die Luft-Wasser-Wärmepumpe ist in der Investition günstig, arbeitet jedoch nur bis Lufttemperaturen über 7°C. Bei niedrigeren Temperaturen besteht die Gefahr des Einfrierens der Anlage, so dass diese Wärmepumpe gut in innenliegenden Räumen betrieben werden kann. Als Nebeneffekt entzieht sie der Luft Feuchtigkeit, so dass sie als Nebeneffekt z.B. die Trocknung von Kellerräumen durchführen kann.



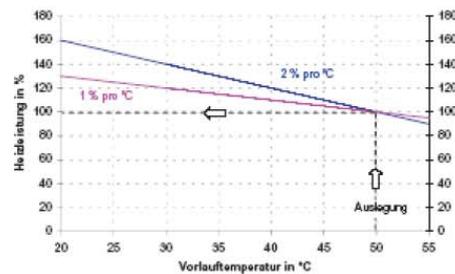
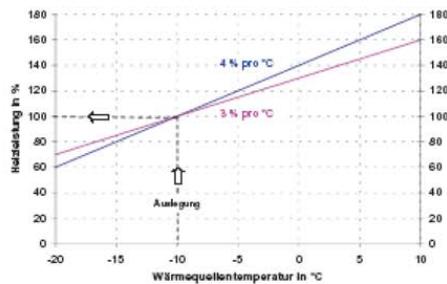
Die Erdwärmegewinnung durch Flachkollektoren bietet sich im Zuge der Erdarbeiten für die Aufwärtung an. In der Regel sollten sie mindestens in einer Tiefe von 1,3 bis 1,5 m verlegt werden.



Die Bohrung von senkrechten Tiefensonden bis in eine Tiefe von 100 bis 150 Metern bietet ein höheres Temperaturniveau. Je 100 Meter nimmt die Temperatur in der Erde um etwa 3°C zu. Allerdings stehen dem höheren Wirkungsgrad deutlich höhere Investitionskosten gegenüber.

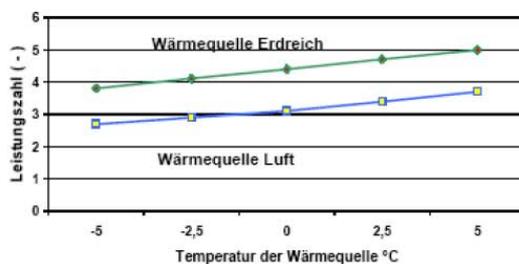
Die Effizienz der Wärmepumpe hängt im Wesentlichen ab von:

- ▶ der Temperatur der zugeführten Erdwärme und der Vorlauftemperatur des Raumheizungssystems
(Quelle: Wirtschaftsministerium Baden-Wuerttemberg)



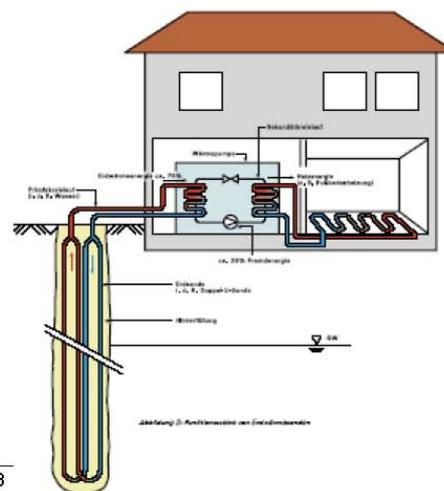
Die Leistungszahl der Wärmepumpe gibt das Verhältnis von erzeugter Wärmeleistung zu zugeführter Stromleistung. Die Jahresarbeitszahl ist der in einem Jahr durchschnittlich erreichte Wirkungsgrad (= Leistungszahl) einer Wärmepumpe. Die für Hooge angenommene Jahresarbeitszahl von 3 sagt aus, dass aus niedertemperierter "Erdwärme" durch Zufuhr von einem Kilowatt elektrischer Energie drei Kilowatt Heizungswärme erzeugt werden.

Effektivität von Elektro-Heizwärmepumpen



Die Grafik zeigt die erreichbaren Leistungszahlen bei einer konstanten und optimalen (also geringen) Abnahmetemperatur - abhängig von der zu einem bestimmten Zeitpunkt angebotenen Erdwärmetemperatur. Würde eine höhere Abnahmetemperatur entnommen werden, würden die Geraden sich nach unten verschieben.

Eine zwingende Voraussetzung für den effizienten Wärmepumpentarif ist eine geringe Abnahmetemperatur des Raumheizungssystems. Hier bieten sich besonders Fußbodenheizungen mit Vorlauftemperaturen von 30-35°C an. Die Wärmepumpe kann im Einfamilienhausbereich eine maximale Temperatur von 55°C zur Verfügung stellen – und dies bei geringem Wirkungsgrad. Dies ist physikalisch bedingt. Die Warmwasserbereitung mit Temperaturen von mindestens 45°C ist daher besonders zu berücksichtigen.



A4. Situation auf der Lorenzwarf / Mitteltritt - Hallig Hooge

Die Lorenzwarf / Mitteltritt umfasst eine Fläche von ca. 2 Hektar bei einer Länge von rd. 200 Metern und einer Breite von 100 Metern.

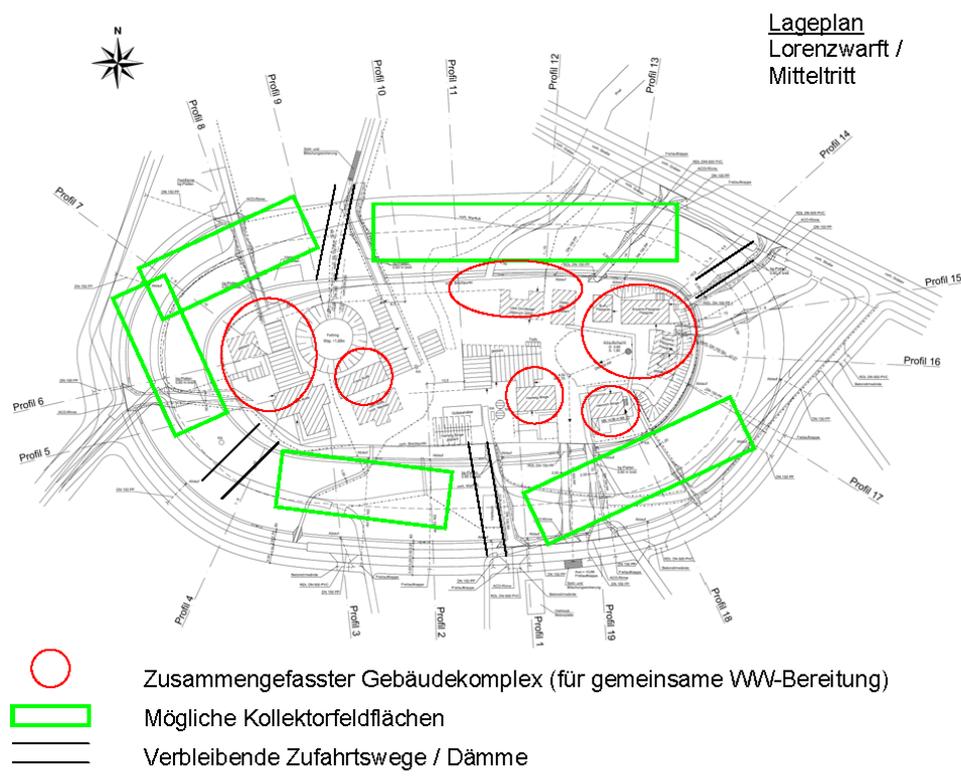
Die vorhandene Bebauung besteht aus einem Hotel und fünf Gebäuden zu Wohn- oder Vermietungszwecken. Es sind vier Neubauten vorgesehen. Darüber hinaus ist auf Grund der begrenzten Warftfläche keine Reserve für weitere Neubauten einzurechnen.

Die Warft wird über eine Stromleitung und eine Wasserleitung vom Festland versorgt. Eine Gasversorgung besteht nicht. Für die Beheizung mit Wärmepumpen wäre die Aufstockung der Stromanschlussleistung für die Warft erforderlich. Ein Anteil an den Kosten wäre von den Anlagenbetreibern zu leisten.

Z.Zt. werden die Gebäude überwiegend mit Ölheizungsanlagen beheizt. Im Fall einer Flutkatastrophe besteht dadurch eine große Gefahr für das ökologisch sensible Wattenmeer. Ein einzelnes Gebäude (J.Rolffs) wird bereits mit einer Wärmepumpe und Erdsonden beheizt und nicht weiter in der Konzeptionierung berücksichtigt.

Für die Lorenzwarf / Mitteltritt ist eine Aufwärtung geplant. Im Zuge der damit verbundenen umfangreichen Erdarbeiten könnte die Verlegung von Flachkollektorfeldern für die Erdwärmennutzung kostengünstig erfolgen.

Aus der Bohrung von Tiefensonden für das Wattenmeerhaus auf der benachbarten Hanswarf ist die Bodenschichtung bis 120 m Tiefe bekannt. Es ist möglich, dass sich die Schichten auch bei recht kurzer Entfernung höhenmäßig deutlich verschieben. Dennoch kann diese Bohrung einen Anhaltspunkt geben. Bis 20 m Tiefe wurde grauer Klei, von 20 bis 50 m Mittelsand, von 50 bis 60 m harter Ton, von 60 bis 85 m Feinsand und von 85 bis 120 m fester Ton ermittelt.



A5. Wärmeversorgung

Mit der Wärmeversorgung ist die Beheizung der Gebäude sowie die Warmwasserbereitung sicher zu stellen. In dieser Studie werden folgende Varianten gegenübergestellt:

- ▶ Zentrale Wärmepumpenanlage mit Nahwärmenetz
- ▶ Dezentrale Wärmepumpenanlagen
- ▶ Dezentrale Öl-Heizkesselanlagen

Gesonderte Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden angestellt für:

- ▶ Solarwärmeanlagen als eigene Betrachtung
- ▶ Erdwärme - Flachkollektoren und Tiefensonden

Warmwasserbereitung:

Bei allen Varianten ist eine dezentrale Warmwasserbereitung vorgesehen. Das heißt, dass in jedem Gebäude bzw. in einem Gebäudekomplex ein Warmwasserspeicher vorhanden ist. Beim Betrieb eines Öl-Heizkessels wird wechselweise die Heizwärme in das Raumheizungssystem oder in den Warmwasserspeicher gegeben.

Beim Betrieb von Wärmepumpen ist eine gesonderte Betrachtung erforderlich:

Ein besonderes Augenmerk ist auf die von der Wärmepumpe aufgenommenen und abgegebenen Temperaturen zu legen, weil der Wirkungsgrad stark von ihnen abhängt. Physikalisch bedingt kann die Wärmepumpe aus Oberflächen-Erdwärme eine Heiztemperatur von maximal 55°C bereiten. Je höher die abgegebene Heiztemperatur und je niedriger die aufgenommene Erdtemperatur ist, desto geringer ist der Wirkungsgrad.

Aus diesen Gründen ist zu gewährleisten, dass das Raumheizungssystem möglichst geringe Heizungs-Vorlauftemperaturen benötigt. Zum Beispiel können Fußbodenheizungen mit Vorlauftemperaturen von etwa 30°C und großflächige Heizkörpersysteme mit 30 bis 45°C betrieben werden.

Der Anteil der Warmwasserbereitung am gesamten Heizwärmebedarf beträgt ca. 10 bis 20%. Daher ist es sinnvoll, das hochtemperierte Warmwasser mit einem gesonderten System zu erwärmen, um den höheren Wirkungsgrad der Wärmepumpe für das Niedrigtemperatur-Raumheizungssystem nutzen zu können.

Für die zentrale und dezentrale Wärmepumpen-Varianten werden daher für sinnvolle Gebäudekomplexe jeweils eine zusätzliche Wärmepumpe mit Warmwasserspeicher vorgesehen. Diese Wärmepumpe mit einer geringen Leistung von bis zu 1 kW_{el} wird auf Grund geringerer Investitionskosten mit Luftansaugung geplant. Die Wärmepumpe saugt hierbei Umgebungsluft aus dem Keller- oder Heizungsraum an. Ein möglicher weiterer Vorteil kann darin liegen, dass ggfs. feuchten Räume Feuchtigkeit entzogen wird. Bei der Wahl einer zentralen Wärmepumpenanlage mit Nahwärmenetz werden zudem Legionellenprobleme ausgeschlossen, weil das Netz mit Heizungswasser betrieben werden kann. Auch werden die Leitungsverluste im Nahwärmenetz minimiert, weil nicht ständig die hohe Warmwassertemperatur im Umlauf bereit gestellt werden muss.

Bei nahe stehenden Gebäuden ist es sinnvoll, die Warmwasserbereitung und ggfs. die dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen an einer Stelle für mehrere Gebäude zusammen zu fassen.

Raumheizungssysteme und Wärmeschutz der Gebäude:

Für den Betrieb von Wärmepumpen wird Erdwärme mit einer Temperatur von etwa 10°C bis 2°C aus dem Erdreich entnommen. Physikalisch bedingt kann mit dieser Eingangstemperatur auf der Heizungsseite nur eine maximale Temperatur von bis zu 55°C erzeugt werden, die für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung genutzt werden kann. Das bedeutet, dass Niedertemperaturheizungssysteme wie Fußbodenheizungen oder Niedertemperaturheizkörper eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer Wärmepumpe sind. **Möglicherweise müssen bestehende Heizkörper in den Gebäuden ergänzt oder erneuert werden.**

Es kann jedoch auch durch Wärmeschutzmaßnahmen wie Decken-, Wand-, Bodendämmung oder durch Fenstererneuerung der Heizwärmebedarf im Gebäude so weit abgesenkt werden, dass das vorhandene Wärmeverteilungs- und Raumheizungssystem auch bei niedrigeren Vorlauftemperaturen ausreichend Wärme in das Gebäude einbringt.

A6. Solarthermie

Solarwärmeanlagen dienen vorrangig der Warmwasserbereitung. Eine zusätzliche Heizungsunterstützung ist bei Kombination mit fossilen Heizungsanlagen mit den gestiegenen Brennstoffpreisen inzwischen bei günstigen Gegebenheiten wirtschaftlich geworden. Bei größeren Anlagen ist der Aufwand für die Anbindung der Raumheizungsanlage auf Grund der Anlagenkonzeption gering, dass die Heizungsunterstützung im System günstig zu integrieren ist.

Die Solarwärmeanlagen wurden für die Gebäudeeinheiten entsprechend der Planung der Warmwasserspeicher vorgesehen. Die Solarwärme wird direkt oder über einen Pufferspeicher in den Warmwasserspeicher gefördert.

Es ergeben sich vier Solaranlage mit Flachkollektorflächen von 40, 30, 16 und 12 m². Die Wahl von Vakuumröhrenkollektoren wurden mit ihren höheren Investitionskosten auf Grund der guten Sonneneinstrahlverhältnisse auf Hooge, der gut nach Süden ausgerichteten Dachflächen nicht ausgewählt. Je nachdem, welcher Brennstoff durch die Solarwärme eingespart wird, ergibt sich eine günstigere oder ungünstigere Wirtschaftlichkeit. Die Einsparung von Strom nach dem Wärmepumpentarif führt zu einer langen Amortisationszeit von über 20 Jahren bei einer Förderung von 60% der Investitionskosten und einer Strompreissteigerung von 10% p.a.. Wenn lediglich die BAFA-Bundesförderung eingerechnet wird, rechnet sich die Anlage nicht innerhalb ihrer rechnerischen Nutzungsdauer von 25 Jahren.

Gegen die Einsparung von Öl gerechnet, müssten die Solarwärmeanlagen für eine Amortisation unter 20 Jahren mit 40 % gefördert werden, ebenfalls bei einer Ölpreissteigerung von 10%.

Sollte die jährliche Energiepreissteigerung sich jedoch in Richtung 15 %/a entwickeln, ergäbe sich auch für die Solarwärmeanlagen eine niedrigere Amortisationszeit.

Zu beachten ist, dass der Wirkungsgrad der Solarwärmeanlage abhängig vom Nutzerverhalten ist. Bei fehlender Abnahme im Sommer würde die Wirtschaftlichkeit der Anlage leiden.

Der ökologische Nutzen ist hoch. Nach Installation der Anlage steht die Sonne kosten- und CO₂-frei zur Verfügung.

A7. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Varianten müssen die Vollkosten der Systeme in Form von Jahreskosten errechnet werden. Aus der Höhe der Investitionen und ggfs. den Kreditbedingungen ergeben sich die Kapitalkosten. Weiterhin sind sämtliche Betriebskosten zu berücksichtigen, die sich aus Personalkosten und Kosten für Wartung, Instandhaltung und Reparatur zusammen setzen. Als letztes sind die Verbrauchskosten, insbesondere die Energiekosten anzusetzen.

Aus dem Vergleich der Vollkosten nach VDI 2067 lassen sich die Gestehungskosten für die Wärme berechnen. Diese Werte geben eine Aussage der Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Varianten über ihre Lebenszeit (annuitätische Betrachtung). Das bedeutet, dass die Kosten auf heutigem Preisniveau ermittelt und über den Betrachtungszeitraum von hier 15 Jahren gemittelt werden.

Besonders in den vergangenen Monaten und Jahren war ein enormer Ölpreisanstieg zu verzeichnen (s. Grafik Kapitel D1). Daher wurde die Auswirkung von Preissteigerungsraten von 5 %/a und 10 %/a betrachtet.

Für die Stromversorgung der Hallig Hooge ist E.O.N. Hanse der Netzbetreiber und das Energieversorgungsunternehmen. Mit Liberalisierung des Strommarktes steht es dem Kunden frei, den Anbieter zu wechseln. E.O.N Hanse bietet einen kostenreduzierten Wärmepumpen-Tarif an. Der Nachteil beim Wärmepumpentarif liegt darin, dass der Strom vertragsgemäß zeitweise abschalten werden darf – und zwar bis zu 960 Stunden pro Abrechnungsjahr, bis zu 6 Stunden pro Tag, jedoch nicht länger als 2 Stunden durchgehend. Hierbei darf die Sperrzeit zwischen zwei Abschaltungen nicht kürzer sein, als die letzte Abschaltzeit. Das bedeutet im Fall einer zentralen Wärmepumpenanlage, dass kein ausreichendes Puffervolumen zur Überbrückung bereitgestellt werden kann und zeitweise keine Wärme aus Strom gewandelt werden kann. Bei der dezentralen Wärmepumpen-Variante könnte jeder einzelne Kunde über die Wahl des Tarifs allein entscheiden.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde der höhere Normaltarif der E.O.N Hanse für die zentrale Variante angesetzt, weil das erforderliche Puffervolumen zur Zwischenspeicherung nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Für die dezentrale Variante wurde der höhere Normaltarif angesetzt, der z.Zt. ca. 1 Ct/kWh teurer angesetzt wird.

A8. Ökologie, Klimaschutz

Die ökologische Bewertung hängt ab von :

- ▶ Wirkungsgrad / Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe
- ▶ Primärenergieeinsatz [kWh] für 1 kWh Heizwärme (Quelle: Bundesverband Wärmepumpe):



Wärmepumpen werden mit Strom betrieben. Um Stromenergie zu gewinnen, ist etwa der dreifache Einsatz an Primärenergie nötig als für Wärmeenergie. Primärenergie ist die Energie, die für die gesamte Energiewandlungskette aufgewendet werden muss, also inklusive Transport, Brennstoffaufbereitung etc..

Die Grafik zeigt, dass bei einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 3 der Primärenergieeinsatz etwa so hoch ist wie bei einem Gas-Brennwert-Heizkessel. Der Primärenergiefaktor für Heizöl ist höher als bei Erdgas.

- ▶ Art der Stromgewinnung

CO₂-Emissionen von Heizungsanlagen

Heizungsanlage	CO ₂ -Emission kg CO ₂ /kWh
Elektrospeicherheizung, Nachtstrom	0,648
Öl-Kessel 1995, Gebläsebrenner	0,357
Gas-Kessel 1995, Gasbrenner	0,272
Gas-Brennwertkessel	0,233
Elektro-Wärmepumpe, Luft/Wasser	0,227
Elektro-Wärmepumpe, Sole/Wasser	0,166
Elektro-Wärmepumpe, Wasser/Wasser	0,149
Gasabsorptions-Wärmepumpe	0,182
Gasmotor-Wärmepumpe, Luft/Wasser	0,170
Gasmotor-Wärmepumpe, Wasser/Wasser	0,100

Quelle: Initiativkreis Wärmepumpe e.V., München 1999 aus der Broschüre „Jetzt erneuerbare Energien“, BMW, 11/2000

In der Tabelle sind die CO₂-Emissionen für verschiedene Energieträger gegenüber gestellt.

TEIL B - Technische Berechnungen

B1. Berechnung der Heizleistungen

Die Berechnung der Heizleistung wird nachfolgend tabellarisch vorgenommen:

Gebäudedaten / Wärmebedarf Lorenzwarft und Mitteltritt						
Gebäudebezeichnung	Baujahr	Gebäudefläche m ²	Personenanzahl St	Öl-Verbrauch pro Jahr l/a	Heizwärmebedarf pro Jahr kWh/a	Heizleistung kW
Jörn Rolfs	1960	530	30	10.000	85.000	57
G. Binge	1965	165	5	5.000	42.500	28
H. Binge	1960	135	4	2.800	23.800	16
M. Piepgras	1985	300	10	3.500	29.750	20
Piepgras / Rolfs	geplant	340	8	3.400	28.900	19
Gondesen	geplant	360	12	3.600	30.600	20
Gesamt Lorenzwarft / Mitteltritt		1.830		28.300	283.000	160

Daten nach Vorgabe der Energieagentur S-H
 Wärmebedarf berechnet mit Wirkungsgrad 85 % für Öl-Heizkessel
 Der Abzug des Warmwasserverbrauchs beim Heizwärmebedarf wird vernachlässigt.
 Berechnung Heizleistungen mit Annahme Volllaststunden 1.500 h/a

Die erforderliche Heizleistung für die betrachteten Gebäude beträgt rd. 160 kW. Bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von angenommenen 100%.

B2. Erdwärme-Kollektoren / Tiefensonden

Bemessung Flachkollektorfeld

Wärmeleistung Flachkollektoren (Quelle: www.erdwaermeserver.de):

	Spezifische Entzugsleistung	Mindest Verlegeabstand	Verlegtiefe	Spezifische Entzugsleistung je m Kollektorrohr	Mindest Sicherheitsabstand zu Versorgungsleitungen
trockener, nichtbindiger Boden	10 W/m ²	> 0,8 m	1,2 - 1,5 m	8 W/m	> 0,7 m
Bindiger, feuchter Boden	20-30 W/m ²	> 0,6 m	1,2 - 1,5 m	12 - 18 W/m	> 0,7 m
Wassergesättigter Sand/Kies	40 W/m ²	> 0,5 m	1,2 - 1,5 m	20 W/m	> 0,7 m

Für die Bemessung der Flachkollektoren wird eine Wärmeleistung von 13 Watt je m² zugrunde gelegt. Die Rohre werden in Einzellängen von 100 m und in Abständen von 0,6 m verlegt. Die mögliche Verlegebreite im Deichbereich beträgt ca. 14 m.

Leistung Flachkollektorfeld:

$$P_{FI} = 160 \text{ kW} \cdot 0,67$$

$$= \text{rd. } 107 \text{ kW}$$

Länge Erdwärmeleitungen:

$$A_{FI} = 107.000 \text{ W} / 13 \text{ W/m}$$

$$= \text{rd. } 8.230 \text{ m}^2 \text{ zzgl. Sammelrohre bis Heizstation} = 9.000 \text{ m}$$

In Anspruch genommene Deichlänge:

$$L_{\text{Deich, erf.}} = 8.230 \text{ m} \cdot 0,6 \text{ m}^2/\text{m} / 14 \text{ m}$$

$$= \text{rd. } 350 \text{ m}$$

Es stehen folgende zusammenhängende Deichabschnitte zwischen den bestehenden Deichüberfahrten zur Verfügung:

$$L_{\text{Deich, vorh.}} = 50 \text{ (Süd)} + 100 \text{ (Südostkurve)} + 100 \text{ (Nord)} + 100 \text{ (Südwestkurve)}$$

$$= 350 \text{ m}$$

Die genaue Berechnung der Kollektorflächenfelder ist in einer nächsten Planungsstufe vorzunehmen!!

Bemessung Tiefensonden (alternativ)

$$I_{TS} = 107.000 \text{ W} / (50 \text{ W/m})$$

$$= \text{rd. } 22.000 \text{ m}$$

Anzahl Bohrungen Tiefe 100 m: → 22 Bohrungen erforderlich

B3. Zentrale Wärmepumpenanlage

Die Wärmepumpenanlage ist für eine Heizleistung von 160 kW_{th} auszulegen. Mit der Wärmegegewinnung aus Sole wird eine Jahres-Arbeitszahl von 3,5:1 angesetzt.

Aus physikalischen Gründen kann die Wärmepumpenanlage nur eine maximale Temperatur von 55°C erzeugen. Je nach bereitgestellter Erdwärmetemperatur verändert sich dabei die Leistungsziffer der Anlage: Je kälter die Sole, um so höher ist der notwendige Strombedarf zur Erreichung der 55°C Heizungstemperatur. Im ungünstigsten Falle kann die Leistungszahl bis auf den Wert 1 zurück gehen.

Auf Grund dieser Temperaturbegrenzung müssen die Raumheizungssysteme mit ihren Übertragungsflächen unbedingt auf Niedertemperatur ausgelegt sein! Ansonsten kann bei niedrigen Außentemperaturen nicht ausreichend Wärme in die Räume abgegeben werden.

Bemessung Sole-Wasser-Wärmepumpe

Erforderliche elektrische Leistungsaufnahme:

$$P_{el} = 160 \text{ kW}_{th} \cdot 0,33 \\ = 53 \text{ kW}_{el}$$

B4. Solarthermische Anlage

Auf Grund der geringen Entfernungen zwischen den Gebäuden ist es sinnvoll, die Warmwasserbereitung für Gebäudekomplexe zusammen zu fassen und die Solarwärmanlagen entsprechend für diese Warmwasser- bzw. Solarspeicher zu planen. Auch bei einer zentralen Wärmepumpenanlage kommt die solare Unterstützung für die Warmwasserbereitung in dieser Form in Frage. Für diese Gebäudekomplexe steht jeweils eine nach Süden ausgerichtete Dachfläche zur Verfügung.

Die Auslegung für die solare Warmwasserbereitung erfolgt nach folgenden Pauschalwerten (Leitfaden Solarthermische Anlagen, DGS 2004):

Solarer Deckungsgrad	50 %
Warmwassertemperatur	45 °C
WW-Verbrauch	ca. 40 l/(EW*d)
Flachkollektorfläche:	1 m ² /EW
Speichervolumen:	50 l/m ² _{Koll}

Anzahl Bewohner und Gäste (Auslegung für Sommer):

				Solarwärmanlage
Hallig-Hotel	8 Bewohner	40 Gäste	48 EW	40 m ² / 2.000 l
G. Binge	4 Bewohner	8 Gäste	12 EW	
H. Binge	1 Bewohner	3 Gäste	4 EW	16 m ² / 1.000 l
Piepgras Altbau	3 Bewohner		3 EW	
Piepgras/Rolffs Neubau		30 Gäste	30 EW	30 m ² / 1.500 l
Gondesens	4 Bewohner	8 Gäste	12 EW	12 m ² / 600 l

TEIL C - Kostenermittlung

Bei der Ermittlung der Kosten wurde von einer kompletten Ausführung durch Fachfirmen ausgegangen. Alle Kosten beinhalten die z.Zt. gültige Mehrwertsteuer in Höhe von 16 %.

Bei allen Kostenermittlungen wurde ein Aufschlag auf die Investitionskosten für Unvorhergesehenes (10%), für Planungskosten (10%) und für ein "Inselzuschlag" (15-20 %) angesetzt.

C1. Erdwärmekollektoren / Tiefensonden

Kostenermittlung Flachkollektorfeld

9.000 m Erdwärme-Leitungen verlegen, inkl. Verteilerschächte	40.000 €
zzgl. Mehraufwand Aufwartungserdarbeiten inkl. Wartezeiten	5.000 €
- Planungskosten 10 %	5.000 €
- Unvorhergesehenes 10 %	5.000 €
- Inselzuschlag rd. 20 %	<u>11.000 €</u>
Gesamt Sole-Wasser-Wärmepumpe	66.000 €
Zzgl. 16 % MwSt.	<u>10.560 €</u>
	76.560 €
<u>Gesamtsumme Flachkollektorfeld</u>	rd. 77.000 €

Alternative Kostenermittlung Tiefensonden

22 Tiefensonden je 100-120 m Tiefe	120.000 €
Verteilerschächte und Sammelleitungen	10.000 €
- Planungskosten 10 %	13.000 €
- Unvorhergesehenes 10 %	13.000 €
- Inselzuschlag rd. 20 %	<u>31.000 €</u>
Gesamt Sole-Wasser-Wärmepumpe	187.000 €
Zzgl. 16 % MwSt.	<u>29.920 €</u>
	216.920 €
<u>Gesamtsumme Tiefensonden</u>	rd. 217.000 €

C2. Zentrale Wärmepumpenanlage

Kostenermittlung Zentrale Sole-Wasser-Wärmepumpenanlage

<i>- Wärmepumpenanlage mit Fernüberwachung:</i>	
Wärmepumpe 60 kW _{el} bei 0/55°C mit 2 Verdichtern inkl. Regelung	70.000 €
Heizungs-, Trinkwasser- und Elektroinstallation	10.000 €
Erdwärmekreis Installation im Gebäude	2.000 €
Pufferspeicher	3.000 €
<i>- Stromanschlussleitung:</i>	
100 m Stromhauptleitung inkl. Erd- und Rohrarbeiten	5.000 €
Aufrüstung der Trafostation auf über 200 A	10.000 €
<i>- Erdwärme-Kollektoranlage:</i>	
9.000 m Erdwärme-Leitungen verlegen, inkl. Verteilerschächte	40.000 €
zzgl. Mehraufwand Aufwartungserdarbeiten inkl. Wartezeiten	5.000 €
<i>- 6 Hausübergabestationen mit Warmwasserbereitung:</i>	
je 1 Luft-Wasser-Wärmepumpe 600W _{el} , WW-Speicher 300 l, inkl. Elektro-Heizstab und Rohranschlüsse	24.000 €
<i>- Nahwärmenetz:</i>	
350 m Nahwärme-Doppelrohrleitung inkl. Erd- und Rohrarbeiten	60.000 €
- Planungskosten 10 %	23.000 €
- Unvorhergesehenes 10 %	23.000 €
- Inselzuschlag rd. 20 %	<u>55.000 €</u>
Gesamt Sole-Wasser-Wärmepumpe	330.000 €
Zzgl. 16 % MwSt.	<u>52.800 €</u>
	382.800 €
<u>Gesamtsumme Zentrale Wärmepumpenanlage</u>	rd. 383.000 €

Bauseits Mehrkosten (Sole-Wasser-Wärmepumpe): _____

Ggfs. Errichtung eines Heizgebäudes für zentrale Wärmepumpenanlage

(erforderliche Innenraummaße: LxB 2,5x2,5 m, H 2,0 m

Ggfs. Telefonanschluss und Modem für Fernüberwachung

Ggfs. Umstellung Raumheizungssystem auf Niedertemperatursysteme in Gebäuden

Ggfs. Wärmeschutzmaßnahmen an den Gebäuden

C3. Dezentrale Wärmepumpenanlagen

Erforderliche Heizleistungen und Kosten, netto:

Hallig-Hotel	57 kW _{th}	28.000 €
G.Binge	28 kW _{th}	14.000 €
H.Binge	16 kW _{th}	10.000 €
Piepgras Altbau	20 kW _{th}	11.000 €
Piepgras/Rolffs Neubau	19 kW _{th}	11.000 €
Gondesen	20 kW _{th}	11.000 €
Im Mittel	27 kW _{th} /LiegenschaftΣ :	85.000 €
Erford. elektr. Leistung je	9 kW _{el}	

Kostenermittlung Dezentrale Sole-Wasser-Wärmepumpenanlagen

- 6 Wärmepumpenanlagen:

6x Wärmepumpe 9 kW _{el} bei 0/55°C inkl. Regelung, Stromanschluss	85.000 €
6x Heizungs-, Trinkwasser-, Elektro- und Erdwärmekreis-Installation	21.000 €

- Erdwärme-Kollektoranlage:

9.000 m Erdwärme-Leitungen verlegen, inkl. Verteilerschächte	40.000 €
zzgl. Mehraufwand Aufwartungserarbeiten inkl. Wartezeiten	5.000 €
zzgl. Mehrlänge Erdwärmeleitungen zu Gebäuden inkl. Erdarb.	3.000 €

- 6 Warmwasserspeicher:

je 1 Luft-Wasser-Wärmepumpe 600W _{el} , WW-Speicher 300-500 l, inkl. Elektro-Heizstab und Rohranschlüsse	18.000 €
Pufferspeicher und Ladesystem	9.000 €

- Planungskosten 10 % (auf Flachkollektor)	5.000 €
- Unvorhergesehenes 10 %	19.000 €
- Inselzuschlag 20 %	41.000 €

Gesamt Dezentrale Sole-Wasser-Wärmepumpen 246.000 €

Zzgl. 16 % MwSt. 39.360 €

285.360 €

Gesamtsumme Dezentrale Wärmepumpenanlagen rd. 285.000 €

Bauseits Mehrkosten (Sole-Wasser-Wärmepumpe):

Ggfs. Umstellung Raumheizungssystem auf Niedertemperatursystem
Ggfs. Wärmeschutzmaßnahmen an den Gebäuden

C4. Dezentrale Öl-Heizkesselanlagen

Kostenermittlung Öl-Heizkesselanlagen

- 6 Öl-Heizkessel:	
6x Öl-Heizkesselanlage i.M. 27 kW inkl. Installation	39.000 €
Abgasanlage	12.000 €
Öltankanlage	12.000 €
- 6 Warmwasserbereitung:	
6x WW-Speicher 400 l, inkl. Wärmetauscher und Arm.	6.000 €
- Planungskosten 10 %	7.000 €
- Unvorhergesehenes 10 %	7.000 €
- Inselzuschlag rd. 20 %	<u>17.000 €</u>
Gesamt Dezentrale Sole-Wasser-Wärmepumpen	100.000 €
Zzgl. 16 % MwSt.	<u>16.000 €</u>
	116.000 €
Gesamt Öl-Heizkesselanlage	116.000 €

C5. Solarwärmeanlagen

Solarwärmeanlagen, spezifische Kosten netto

	Anzahl Pers.	Koll.-fläche/Speicher	spez.Kosten	jährl. Solarertrag
Hallig-Hotel	48 EW	40 m ² / 2.000 l	ca. 650 €/m ²	16.000 kWh _{th} /a
H.Binge	16 EW	16 m ² / 1.000 l	ca. 750 €/m ²	6.400 kWh _{th} /a
Piepgras	33 EW	30 m ² / 1.500 l	ca. 700 €/m ²	12.000 kWh _{th} /a
Gondesen	12 EW	12 m ² / 600 l	ca. 750 €/m ²	4.800 kWh _{th} /a

Kosten [€]	Hallig-Hotel 40 m ² / 2.000 l	Binge 16 m ² / 1.000 l	Piepgras 30 m ² / 1.500 l	Gondesen 12 m ² / 600 l
Baukosten	24.500	12.000	21.000	9.000
Unvorherg. 10%	2.500	1.000	2.000	1.000
Inselzuschlag 15%	3.000	1.500	3.000	1.500
Kosten, netto	30.000	14.500	26.000	11.500
Zzgl. 16% MwSt.	4.800	2.320	4.160	1.840
Gesamtkosten	rd. 35.000	rd. 17.000	rd. 30.000	rd. 13.000
Förderung BAFA	4.600	1.840	3.450	1.380

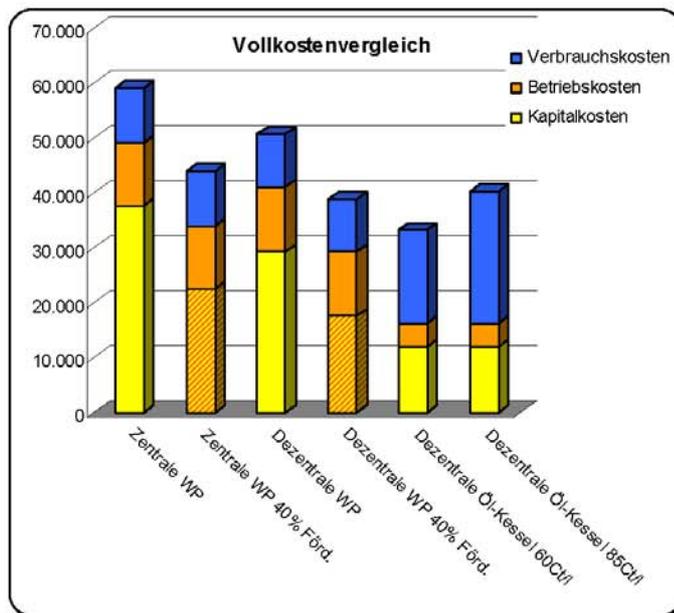
TEIL D - Wirtschaftlichkeit

D1. Wirtschaftlichkeit Heizsysteme ohne Preissteigerung

Folgende Basisdaten wurden der Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde gelegt:

- ▶ Alle Kosten inkl. MwSt. (s. Kostenermittlung)
- ▶ Jahresarbeitszahl 3,5 für Wärmepumpen, Wirkungsgrad 85% für Öl-Heizkessel
- ▶ Wärmepumpentarif mit Stromabschaltzeiten (nur bei dezentraler Variante möglich) 12 Ct/kWh (aktueller Tarif bei 2/3 Hochtarif und 1/3 Niedrigtarif)
- ▶ Normalstromtarif E.O.N 13 Ct/kWh (aktueller Tarif bei 2/3 Hochtarif und 1/3 Niedrigtarif)
- ▶ Heizöl-Preis derzeit 60 Ct/l, zusätzliche Annahme Heizöl-Preis 85 Ct/l
- ▶ Kreditzinssatz Wärmepumpe über KfW-Programm „Wohnraum modernisieren“ bei Zinsbindung 10 Jahre 2,35 % und bei 20 Jahren 2,95 %
- ▶ Kreditzinssatz für Öl 6%
- ▶ Technische Nutzungsdauer 15 Jahre
- ▶ Fördermittelhöhe wahlweise 0 % und 40 %

Die annuitätische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt keine Preissteigerungen oder sonstige Kostenentwicklungen. Die heutigen Kosten werden über 15 Jahre hoch gerechnet und über den Betrachtungszeitraum als Vollkosten miteinander verglichen. Alternativ wurden in der letzten Spalte die Auswirkungen eines erhöhten Ölpreises auf 85 Ct/l berechnet.



Die Grafik zeigt die Verteilung der Kostenarten für Verbrauch, Betrieb und Kapital für die gewählten Varianten, jeweils mit und ohne Förderung. Es wird deutlich, dass bei den Wärmepumpen-Varianten die Kapitalkosten den größten Anteil ausmachen. Bei der Öl-Heizkessel-Variante sind die Verbrauchskosten am höchsten. Daraus ergibt sich, dass bei steigenden Energiepreisen die Vollkosten der Öl-Heizkessel-Variante im Vergleich stärker steigen werden als bei den Wärmepumpen-Varianten.

Annuitätische Wirtschaftlichkeitsberechnung

Geothermie Lorenzwarft/Mitteltritt Wirtschaftlichkeitsvergleich Heizungssysteme - Annuitätische Betrachtung		Zentrale Wärmepumpe	Dezentrale Wärmepumpen	Dezentrale Öl-Heizkessel 60 Ct/l	Dezentrale Öl-Heizkessel 85 Ct/l
Leistung	kW	160	160	160	160
Nutzungsgrd. Jahresarbeitszahl		3,5	3,5	85%	85%
W'Bedarf (1.500 Vbh)	MWh	240	240	240	240
Strombedarf Wärmepumpe	MWh	69	69		
Strombed. WP inkl. 5% Netzverluste	MWh	72			
B'Bedarf	MWh			282	282
Brennstoffpreis	Euro/MWhHu			60	85
Strompreis Wärmepumpentarif	Euro/MWh	130	130		
Strompreis Ökostrom	Euro/MWh				
Investitionen (neu, ca.)	Euro	383.000	285.000	116.000	116.000
Invest. mit Förderung 40 %		229.800	171.000	69.600	69.600
Lfd. Kosten p.a.					
Brennstoff / Strom	Euro p.a.	9.360	8.914	16.941	24.000
Betriebsführung etc.	Euro p.a.	300	300	300	300
Wartung+Instandh.	Satz (Inv.)	3,0%	4,0%	3,5%	3,5%
Wartung+Instandh.	Euro p.a.	11.490	11.400	4.060	4.060
Σ Betriebs+Verbrauchskosten	Euro p.a.	21.150	20.614	21.301	28.360
spez.	Euro/MWh	88	86	89	118
Kapitaldienst	Zinssatz	2,5%	2,5%	6,0%	6,0%
Techn. Nutzungsdauer	Jahre	15	15	15	15
Σ Kapitaldienst ohne Förderung	Euro p.a.	30.934	23.018	11.944	11.944
spez.	Euro/MWh	129	96	50	50
Σ Kapitaldienst mit Förderung	Euro p.a.	18.560	13.811		
spez.	Euro/MWh	77	58	-	-
Σ Gesamtjahreskosten 0 % Förd.	Euro p.a.	52.084	43.633	33.245	40.304
Σ Gesamtjahreskosten 40 % Förd.	Euro p.a.	39.710	34.425		
spez. Förderung 0%	Euro/MWh	217	182	139	168
spez. Förderung 40 %	Euro/MWh	165	143	-	-
CO₂-Emission	t CO ₂ p.a.	47	44	101	101

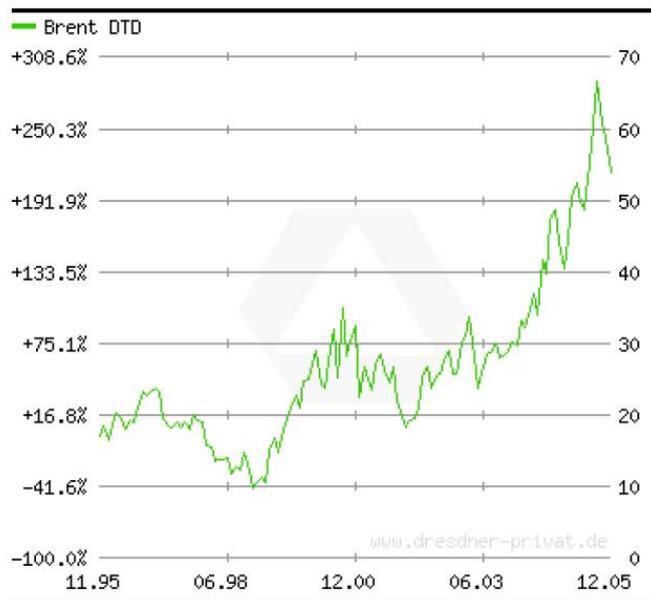
CO₂-Faktoren: Strom 648 kg CO₂/kWh_{el}; Öl 357 kg CO₂/kWh_{th}

Unter den obigen Annahmen und bei einem Ölpreis von heute 60 Ct/kWh würden die Vollkosten der dezentralen Wärmepumpen-Variante im Fall einer 40 %igen Förderung etwa gleich den Vollkosten für die dezentrale Heizöl-Variante sein. Hierbei ist zu beachten, dass zusätzliche Kosten für Wärmeschutzmaßnahmen oder Umrüstung auf Niedertemperaturheizsysteme nicht berücksichtigt sind!

D2. Wirtschaftlichkeit mit Preissteigerung

Heizöl- Preissteigerung

Die annuitätische Berechnung berücksichtigte keine Preissteigerung. In der folgenden Grafik ist die Preisentwicklung für Heizöl in den Jahren 1995 bis 2005 dargestellt:

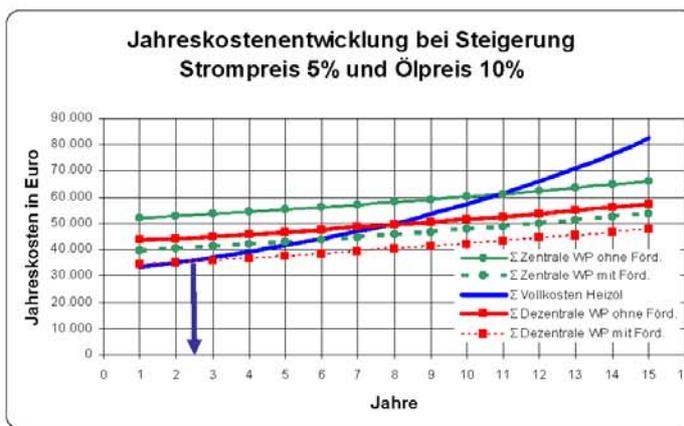
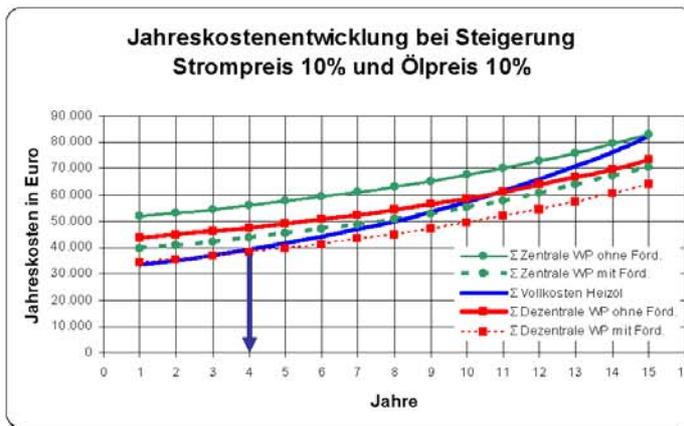
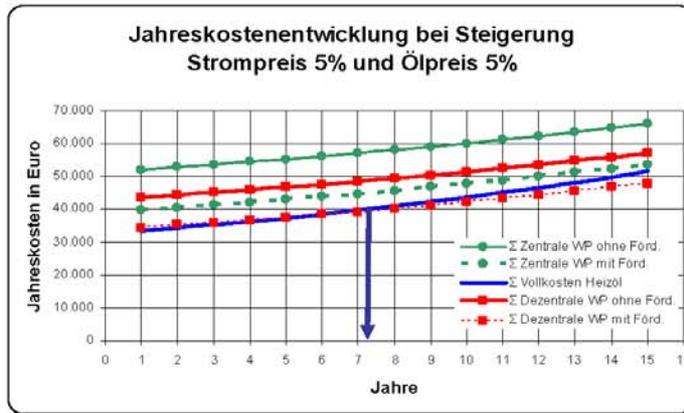


Quelle: Dresdner Bank

Der Ölpreis ist seitdem etwas auf das Dreifache gestiegen. Diese 200%-Steigerung entspricht einer jährlichen Preissteigerung von ca. 12 %/a.

Es ist davon auszugehen, dass der Ölpreis auf Grund von politischen Entscheidungen oder in Folge der immer deutlicher werdenden Verknappung, noch weiter steigen wird.

Im Folgenden werden die Auswirkungen verschiedener Energiepreisteigerungsraten dargestellt. Bei allen Varianten wird eine Inflationsrate von 2,5 %/a für die Betriebskosten angesetzt.



Die Stromkosten steigen in geringerem Maße als die fossilen Brennstoffe. Bei jährlichem Anstieg des Strompreises um 5% und des Ölpreises um 10% würde die dezentrale Wärmepumpenvariante ohne Förderung nach 8 Jahren günstiger werden – mit 40% Förderung nach 2,5 Jahren.

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15
Zentrale Wärmepumpe														
Brennstoff / Strom	9.360	9.828	10.319	10.835	11.377	11.946	12.543	13.170	13.829	14.520	15.246	16.009	16.809	17.650
Betriebsführung etc.	300	308	315	323	331	339	348	357	366	375	384	394	403	414
Wartungsinhalt	11.010	11.285	11.567	11.857	12.153	12.457	12.768	13.087	13.415	13.750	14.094	14.446	14.807	15.177
Z. Verbrauchs- + Betriebskosten	20.670	21.421	22.202	23.015	23.861	24.742	25.659	26.614	27.609	28.645	29.726	30.848	32.007	33.241
Z. Kapitalkosten ohne Forderung	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641	29.641
Z. Zentrale WP ohne Ford.	50.311	51.062	51.843	52.659	53.503	54.384	55.301	56.256	57.250	58.286	59.365	60.480	61.661	62.882
Z. Verbrauchs- + Betriebskosten	20.670	21.421	22.202	23.015	23.861	24.742	25.659	26.614	27.609	28.645	29.726	30.848	32.007	33.241
Z. Kapitalkosten mit Forderung	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785	17.785
Z. Zentrale WP mit Ford.	38.455	39.206	39.987	40.800	41.646	42.527	43.444	44.399	45.394	46.430	47.509	48.633	49.805	51.025
Dezentrale Wärmepumpen														
Brennstoff / Strom	8.914	9.360	9.828	10.319	10.835	11.377	11.946	12.543	13.170	13.829	14.520	15.246	16.009	16.809
Betriebsführung etc.	300	308	315	323	331	339	348	357	366	375	384	394	403	414
Wartungsinhalt	11.400	11.685	11.977	12.277	12.583	12.896	13.221	13.551	13.890	14.237	14.593	14.958	15.332	15.715
Z. Verbrauchs- + Betriebskosten	20.614	21.353	22.120	22.919	23.750	24.615	25.514	26.451	27.426	28.441	29.497	30.588	31.724	32.903
Z. Kapitalkosten ohne Forderung	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018	23.018
Z. Dezentrale WP ohne Ford.	43.633	44.371	45.139	45.937	46.768	47.633	48.533	49.469	50.444	51.459	52.516	53.616	54.762	55.956
Z. Verbrauchs- + Betriebskosten	20.614	21.353	22.120	22.919	23.750	24.615	25.514	26.451	27.426	28.441	29.497	30.588	31.724	32.903
Z. Kapitalkosten mit Forderung	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811	13.811
Z. Dezentrale WP mit Ford.	34.425	35.164	35.931	36.730	37.561	38.426	39.325	40.262	41.237	42.252	43.308	44.409	45.555	46.749
Dezentrale Öl-Heizkessel														
Brennstoff / Strom	16.941	18.635	20.489	22.549	24.804	27.284	30.012	33.014	36.315	39.946	43.941	48.335	53.169	58.486
Betriebsführung etc.	300	308	315	323	331	339	348	357	366	375	384	394	403	414
Wartungsinhalt	4.060	4.182	4.305	4.428	4.551	4.674	4.797	4.920	5.043	5.166	5.289	5.412	5.535	5.658
Z. Verbrauchs- + Betriebskosten	21.301	23.104	25.080	27.284	29.616	32.217	35.039	38.186	41.627	45.391	49.522	54.056	59.032	64.486
Z. Kapitalkosten ohne Forderung	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944	11.944
Z. Vollkosten Heizk.	33.245	35.048	37.025	39.188	41.560	44.161	47.012	50.140	53.571	57.335	61.466	66.000	70.976	76.440

In dieser Tabelle wird die Preisberechnung der Auswirkungen der Preissteigerungsraten für das Beispiel einer Strompreissteigerung von 10% und einer Ölpreissteigerung von 5% im Verlauf der 15 Jahre veranschaulicht.

D3. Wirtschaftlichkeit Solarwärmeanlagen

Die vier Solarwärmeanlagen mit jeweils 40, 30, 16, und 12 m² Kollektorfläche wurden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung zusammengefasst und überschlägig die Wirtschaftlichkeit berechnet. Der Berechnung liegen folgende Ansätze zugrunde:

- ▶ Dachfläche 10° Abweichung von Süden, Dachneigung 45°, techn. Nutzungsdauer 25 a
- ▶ Einsparung von Wärmepumpenstrom – Wärmepumpe 12-13 Ct/kWhel, entspricht ca. 3,5 Ct/kWhth (bei Jahresarbeitszahl von 3,5), Einsparung von Öl – Ölpreis 6 Ct/kWhth
- ▶ Alle Kosten inkl. MwSt., Zinssatz KfW 2,5 %, Preissteigerung Betriebskosten 2,5%
- ▶ Energiepreissteigerung wahlweise 0, 5, 10 %/a, Fördermittel 0, 40, 60 %

Wärmepumpen-Variante

Bereich: Solarthermie / Wärmepumpe	
Maßnahme: Warmw. und Heiz.-unterstütz.	
Investition, gerundet:	95.000 Euro
Technische Nutzungsdauer:	25 Jahre
Betriebskosten (RWI) 2,0%	1.900 Euro/a
Kapitalkosten mit Zinssatz 2,5%	5.156 Euro/a
Σ Vollkosten p.a.	7.056 Euro/a
jährliche Einsparung*	1.500 Euro/a
<small>* Bei folgenden Prämissen: 98 m² Kollektorfläche je 430 kWh/m², Einsparung Wärmepumpenstrom ca. 3,5 Ct/kWhth</small>	
Barwerte** der Zahlungsströme über einen Zeitraum von 20 Jahre bei angenommenem Zinssatz von 2,5 %	
Σ Einsparung 0,0% p.a. Preissteigerung	28.327 Euro
Σ Einsparung 5,0% p.a. Preissteigerung	50.834 Euro
Σ Einsparung 10,0% p.a. Preissteigerung	99.305 Euro
Σ Vollkosten bei Förderung 0%	144.875 Euro
Σ Vollkosten bei Förderung 40%	105.925 Euro
Σ Vollkosten bei Förderung 60%	86.450 Euro
Barwerte	Jährliche Preissteigerung
Gewinn (+) / Verlust (-)	0,0% 5,0% 10,0%
Förderhöhe 0%	-116.548 -94.041 -45.570
Förderhöhe 40%	-77.598 -55.091 -6.620
Förderhöhe 60%	-58.123 -35.616 12.855
Amortisationszeiten*** der Investition	
in Jahren	
Preissteigerung p.a.	0,0% 5,0% 10,0%
Förderhöhe 0%	nie nie nie
Förderhöhe 40%	nie nie nie
Förderhöhe 60%	nie nie 23
<small>** Mit dem Barwert von Zahlungsströmen wird der Wertverlust des Geldes über die Zeit berücksichtigt - durch Abzinsung der zukünftigen Kosten und Erträge auf den heutigen Zeitpunkt.</small>	
<small>*** Die Amortisationszeit ist das Betriebsjahr, in dem die Summen der bis dahin erzielten jährlichen Einsparungen abzüglich der bis dahin angefallenen Jahres-Vollkosten die Investition übersteigen.</small>	
$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{Anschaffungskosten}}{[\text{BW}(\text{Einsp.}) - \text{BW}(\text{RWI}) - \text{BW}(\text{Kapitalk.}) + \text{BW}(\text{Abschreib.})]}$	

Öl-Heizkessel-Variante

Bereich: Solarthermie / Ölheizkessel	
Maßnahme: Warmw. und Heiz.-unterstütz.	
Investition, gerundet:	95.000 Euro
Technische Nutzungsdauer:	25 Jahre
Betriebskosten (RWI) 2,0%	1.900 Euro/a
Kapitalkosten mit Zinssatz 6,0%	7.432 Euro/a
Σ Vollkosten p.a.	9.332 Euro/a
jährliche Einsparung*	2.530 Euro/a
<small>* Bei folgenden Prämissen: 98 m² Kollektorfläche je 430 kWh/m², Einsparung Wärmepumpenstrom ca. 6 Ct/kWhth</small>	
Barwerte** der Zahlungsströme über einen Zeitraum von 20 Jahre bei angenommenem Zinssatz von 2,5 %	
Σ Einsparung 0,0% p.a. Preissteigerung	47.779 Euro
Σ Einsparung 5,0% p.a. Preissteigerung	85.740 Euro
Σ Einsparung 10,0% p.a. Preissteigerung	167.494 Euro
Σ Vollkosten bei Förderung 0%	187.844 Euro
Σ Vollkosten bei Förderung 40%	131.707 Euro
Σ Vollkosten bei Förderung 60%	103.638 Euro
Barwerte	Jährliche Preissteigerung
Gewinn (+) / Verlust (-)	0,0% 5,0% 10,0%
Förderhöhe 0%	-140.065 -102.105 -20.350
Förderhöhe 40%	-83.928 -45.967 35.787
Förderhöhe 60%	-55.859 -17.888 63.856
Amortisationszeiten*** der Investition	
in Jahren	
Preissteigerung p.a.	0,0% 5,0% 10,0%
Förderhöhe 0%	nie nie nie
Förderhöhe 40%	nie nie 19
Förderhöhe 60%	nie nie 11
<small>** Mit dem Barwert von Zahlungsströmen wird der Wertverlust des Geldes über die Zeit berücksichtigt - durch Abzinsung der zukünftigen Kosten und Erträge auf den heutigen Zeitpunkt.</small>	
<small>*** Die Amortisationszeit ist das Betriebsjahr, in dem die Summen der bis dahin erzielten jährlichen Einsparungen abzüglich der bis dahin angefallenen Jahres-Vollkosten die Investition übersteigen.</small>	
$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{Anschaffungskosten}}{[\text{BW}(\text{Einsp.}) - \text{BW}(\text{RWI}) - \text{BW}(\text{Kapitalk.}) + \text{BW}(\text{Abschreib.})]}$	

Solarwärmeanlagen amortisieren sich bei einer Förderhöhe von 40 bzw. 60 % und bei einer Energiepreissteigerungsrate von 10%/a innerhalb ihrer technischen Nutzungsdauer.

2.3 Weitere regionale Projektansätze

2.3.1 Erfahrungen und Entwicklungen auf Pellworm

Auf Pellworm wird seit langem die Nutzung erneuerbarer Energien vorangetrieben.

Seit 1983 betreibt E.ON Hanse hier ein europaweit einzigartiges Hybridkraftwerk (Expo-Projekt 2000), das an einem Standort Strom aus Sonne und Wind erzeugt. Neben einer Windkraftanlage mit 300 kW Leistung ist ein Photovoltaikpark mit einer elektrischen Leistung von 600 kW installiert. Da die Solarmodule zum Teil über 20 Jahre alt sind, entsprechen sie nicht mehr dem Stand der heutigen Technik. Deshalb investiert E.ON Hanse jetzt in die Modernisierung des Solarkraftwerks. Bis Mitte 2006 werden die alten Module in zwei Teilschnitten durch leistungsstärkere ersetzt. Mit den neuen Photovoltaikmodulen kann auf der gleichen Fläche 50 Prozent mehr Leistung installiert werden. Die Solaranlage hat dann eine Leistung von 900 kW. Das gesamte Hybridkraftwerk kommt inklusive der Windanlage dann auf eine elektrische Spitzenleistung von 1.200 kW.



Quelle www.eon-hanse.de

Darüber hinaus werden auf Pellworm 13 Windkraftanlagen mit einer Leistung von ca. 5,7 MW betrieben. Außerdem sind zahlreiche weitere Solaranlagen durch einen regionalen Handwerksunternehmen installiert worden.

Vom örtlichen Verein "Ökologisch Wirtschaften! e.V." wurde 1997 ein überregional beachtetes Energiekonzept zur Selbstversorgung der Insel mit regenerativen Energien initiiert und mittlerweile auf

Gemeindeebene in den ersten Stufen umgesetzt. Die formulierte Zielsetzung dieses lokalen Entwicklungsplanes in Zusammenarbeit mit dem Forum für Zukunftsenergien e.V. und dem regionalen Energieversorgungsunternehmen Schleswig war es, „beispielhafte Konzepte der Energieversorgung im „Inselbetrieb“ mit erneuerbaren Energie darzustellen und ein breites Anwendungsfeld zu erschließen. Durch die Kombination von verschiedenen Versorgungstechniken soll die Versorgungssicherheit von Inselformen erhöht und diversifiziert sowie die Infrastruktur verstärkt und ausgebaut werden. Die Schleswig als Energieversorger will gemeinsam mit den lokalen Projektpartnern durch ihr ideelles und auch finanzielles Engagement mit diesem Vorhaben die weitere Entwicklung erneuerbarer Energien für tragfähige Versorgungssysteme vorantreiben und bei Akzeptanz auf Pellworm in die Umsetzung führen.

Technisches Ziel des Entwicklungsplans ist es, Systeme des Angebots, z. B. aus Windkraft oder Biomasse und der Nachfrage, z. B. mittels Lastmanagement unter Nutzung passiver und aktiver Speichersystemen, zu konzipieren und Vorgaben für eine technische Realisierung zu erstellen. Angebots- und Lastspitzen sollen dabei entsprechend der Versorgungsaufgabe möglichst ausgeglichen werden. Als weiterer Aspekt wird dabei der Energiebedarf des Verkehrs betrachtet, der - soweit möglich - direkt (z. B. Biodiesel) oder mittels emissionsloser Transportmittel, z. B. Elektrofahrzeuge, aus erneuerbaren Energien gedeckt werden und Erdölprodukte ersetzen soll.

Durch gezielte Initiativen soll auf Seiten des Endverbrauchers die konsequente Umsetzung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Warmwasser- und Heizungsbereich beschleunigt werden.

Der Entwicklungsplan enthält auch Empfehlungen für geeignete Infrastrukturen und damit Voraussetzungen für Ausbildungs- und Informationsmaßnahmen vor Ort. Darüber hinaus sollen die Ergebnisse national und international verbreitet werden. Die unterschiedlichen Interessen des Umwelt- und Naturschutzes, des Fremdenverkehrs und der Landwirtschaft auf der Insel sollen zur Sicherung der Akzeptanz des Konzeptes miteinbezogen werden.“

Auf Basis dieses im Jahr 1997 erarbeiteten lokalen Entwicklungsplans „Energieversorgung mit erneu-

erbaren Energie am Beispiel der Nordseeinsel Pellworm“ sind im Rahmen einer weiteren Studie durch die Energieagentur Lippe GmbH im Jahr 2000, die Ergebnisse der Untersuchung des Einsatzes einer Biogasanlage, eines Heizkraftwerkes und eines Wärmelangzeitspeichers zur Unterstützung der energieautarken Versorgung der Insel Pellworm dargestellt worden.

Im August 2002 wurde ein „Verwirklichungskonzept für die Biogasanlage Pellworm“ vorgelegt, in dem die mögliche Umsetzung einer Biogasgemeinschaftsanlage konkretisiert wird. Darauf basierend beantragte die Pellwormer Biogas GmbH & Co. KG im Oktober 2002 die Förderung einer Biogasgemeinschaftsanlage im Rahmen der Richtlinie Biomasse und Energie des Landes Schleswig-Holstein. Die Nutzung eines Erdwärmespeichers auf Basis der Machbarkeitsstudie der Energieagentur Lippe GmbH zur Stabilisierung des Nahwärmenetzes und zur Erweiterung des Wärmekonzeptes ist dabei als ergänzendes Projekt in Erwägung gezogen worden. Im Zuge der Projektkonkretisierung wurde entschieden, die Planungen hinsichtlich eines Wärmelangzeitspeichers zunächst zurückzustellen und sich auf die Umsetzung der Biogasgemeinschaftsanlage zu konzentrieren. Die Biogasanlage wird am 19. Januar 2006 offiziell durch den Wirtschaftsminister des Landes in Betrieb genommen.



Beispiel einer 500 kWel Biogasanlage,
Quelle: www.envitec-biogas.de

Die Biogasanlage stellt einen weiteren technologiespezifischen Baustein für eine vorbildliche Umsetzung von regionalen Projekten im Sinne des lokalen Entwicklungsplanes bzw. einer Energievision Uthlande dar. Es ist zu erwarten, dass weitere Projektentwicklungen in der Region von den Erfahrungen, die im Zuge der Planung, Ausführung und dem anlaufenden Betrieb der Biogasanlage gesammelt werden, profitieren. Auf Föhr wurde im

Rahmen eines Biogasforum über die Projektentwicklung berichtet und den interessierten Landwirten eine Besichtigung der Anlage auf Pellworm angeboten (siehe Pressemitteilung vom 30.11.2005 nächste Seite).

Aufbauend auf konkreten Projekten sowie den vorliegenden Studien können unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen weitere Maßnahmen, wie z.B. die Nutzung eines Aquifer-Wärmelangzeitspeichers zur Optimierung der Wärmenutzung im Zusammenhang mit dem Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie den mit biogasbetriebenen BHKW, entwickelt werden.

Zur Fortführung des Gesamtkonzeptes ist als ein nächster möglicher Schritt zu prüfen, inwieweit eine sinnvolle Einbindung eines oberflächennahen Aquifer-Wärmelangzeitspeichers als Pilotprojekt ggf. unter Einbindung von Fördermitteln wirtschaftlich umsetzbar wäre.

Der Entwicklungsplan enthält auch Empfehlungen für geeignete Infrastrukturen die nach wie vor im Hinblick auf eine regionale Informationsstrategie berücksichtigt werden können. Wesentlich erscheint weiterhin die Pflege der regionalen und überregionalen Netzwerkarbeit, um spezifischen Informationsbedarf mit Hilfe von Angeboten zentraler unabhängiger Beratungsstellen wie der Deutschen Energieagentur oder der Investitionsbank Schleswig-Holstein / Energieagentur unter Einbindung der maßgeblichen Akteure vor Ort zu decken.

Die Erfahrungen und Kontakte, die im Zuge der Netzwerkaktivitäten des Vereins Ökologisch Wirtschaften! e.V. (siehe auch www.pellworm-energy.org) aufgebaut worden sind, können möglicherweise wieder aufgenommen werden und zur Weiterentwicklung des Gesamtkonzeptes einer „Energievision Uthlande“ beitragen.

Mutmacher in Sachen Biogas

„Die Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Biogas sind zurzeit richtig gut“. Davon ist Stefan Frener, der Geschäftsführer der Pellwormer Biogas-Gemeinschaftsanlage überzeugt. Die Führer mit seinem Optimismus zu „infizieren“ war das Ziel einer Informationsveranstaltung in Oevenum.

Föhr/ten – Mit viel Elan war vor einigen Jahren auf Föhr die Idee der Erzeugung von Biogas aus Gülle und nachwachsenden Rohstoffen in Angriff genommen worden. Borgsum war als Standort einer großen Anlage anvisiert und auch eine entsprechende Betreibergesellschaft gegründet worden. Doch dann hat sich das ganze Vorhaben zerschlagen und von Biogas sprach niemand mehr.

Im Rahmen der „Energievision Uthlande“ versucht nun die Insel- und Halligkonferenz dieses Projekt auf der Insel wieder zu beleben und lud deshalb zum Biogasforum Föhr nach Oevenum ein. Annemarie Lübcke vom Regionalbüro in Wyk und Erik Brauer von der Energieagentur der Investitionsbank Schleswig-Hol-

stein war es gelungen dazu einen richtigen „Mutmacher“ als Referenten zu gewinnen: Stefan Frener, Geschäftsführer der demnächst in Betrieb gehenden Biogasgemeinschaftsanlage auf Pellworm, der in seinem „wirklichen Berufsleben“ der Chef der Neuen Pellwormer Dampfschiffahrtsgesellschaft ist.

Obwohl Frener bezüglich des Betriebs der Biogasanlage voll Optimismus ist, machte er bei der Veranstaltung in Oevenum deutlich, dass hinter der Verwirklichung solch eines Vorhabens mindestens einer stehen müsse, der nicht locker lässt und die Planungen hartnäckig vorantreibt. Die Entwicklung der Pellwormer Anlage hat ihn, wie Stefan Frener eingestand, zeitweise fast stärker eingebun-

den als seine Tätigkeit bei der Reederei.

Die Produktion von Biogas erlebt, so Frener weiter, im Augenblick einen wahren Boom. Bereits im kommenden Jahr würden in Schleswig-Holstein über 100 Anlagen auf der Basis nachwachsender Rohstoffe Biogas produzieren. Auch die Rahmenbedingungen könnten kaum günstiger sein. Die Anlagen arbeiteten inzwischen sehr effizient und ohne technische Probleme, das Einspeisegesetz garantiere einen guten Preis und selbst die Banken, hätten ihre bisherige Skepsis überwunden, was eine „komfortable Finanzierung“ möglich mache.

In seinem Bericht über die Erfahrungen bei der Projektentwicklung und -abwicklung machte Frener

deutlich, dass Kostenermittlung, Wirtschaftlichkeitsberechnung und Klärung der Finanzierung unerlässlich sind. Zu bedenken gab der Geschäftsführer der Pellwormer Anlage ferner, dass Abnehmer für den erzeugten Strom und die Wärme gefunden werden müssen. Dabei stehe aber die Produktion von Strom eindeutig im Vordergrund.

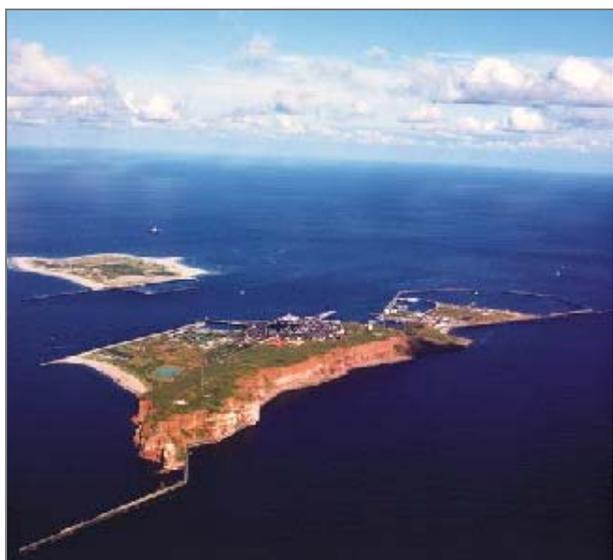
Erst dann, wenn es möglich sei, eine Rendite-Erwartung plausibel darzustellen, sei es sinnvoll, die weiteren Schritte in Angriff zu nehmen. Dazu gehören unter anderem im Einvernehmen mit den Kommunen die Suche nach dem geeigneten Standort.

Den Führern machte Stefan Ferner Mut, sich erneut mit der Errichtung solch einer Anlage auf der Insel zu befassen, könne doch inzwischen die Projektentwicklung deutlicher schneller vorangetrieben werden und die Anlagen seine „fast von der Stange“ zu erhalten.

Quelle: www.shz.de

2.3.2 Energieversorgung Helgoland

Die Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH versorgen die Hochseeinsel Helgoland seit 1958 mit Strom, Fernwärme und Trinkwasser. An der GmbH sind E.ON Hanse mit 90% und die Gemeinde Helgoland mit 10 % beteiligt. Um die Energieversorgung der etwa 1.500 Einwohner der Insel, aber auch der jährlich etwa 550.000 überwiegend Tagestouristen sicherzustellen, setzen die Energieerzeugungswerke Helgoland GmbH zwei mit Diesel betriebene BHKW-Module ein, die Strom und Wärme produzieren. Die Wärme wird über ein Fernwärmenetz verteilt. Im Juli 2004 wurde der Energielieferungsvertrag für weitere 20 Jahre verlängert. Mit dem Abschluss des neuen Versorgungsvertrages wird die E.ON Hanse ein neues BHKW-Modul installieren (Quelle: www.eon-hanse.com).



Quelle: www.frs.de

Ergänzend zur Deckung des Strombedarfs wurde 1990 eine Windkraftanlage mit 1,2 MW Leistung in Betrieb genommen. Bereits 1995 wurde die Anlage aufgrund hoher Wartungs- und Instandsetzungskosten auch im Zusammenhang mit zwei Blitzeinschlägen, demontiert.

Mittel- bis langfristig ist es sinnvoll alternative Energieversorgungsvarianten in Betracht zu ziehen, um die Abhängigkeit von nur einem Energieträger zu reduzieren. Dabei ist eine mögliche Verringerung des Energieverbrauchs zu berücksichtigen. Aufgrund der verdichteten Wohnbebauung und der Baualterstruktur ist zu erwarten, dass



Quelle: www.udo-leuschner.de

massive Energieeinsparungen durch energetische Gebäudesanierungsmaßnahmen im Zuge anstehender oder zusammengefasster Instandsetzungen zu erzielen sind.

In der folgenden internen Studie der Innovationsstiftung Schleswig-Holstein „Energieversorgung Helgoland“ vom November 2005 erfolgte eine erste Grobanalyse über die Möglichkeiten alternative Energieversorgungssysteme auf Helgoland einzusetzen.

Auch aus unserer Sicht ist es sinnvoll, die in der Studie diskutierten Lösungsansätze unter Einbindung weiterer Experten einer intensiveren Analyse zu unterziehen. Zunächst sind dazu noch einmal die Einschätzungen und Interessen der Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, womit auch die Interessen der Gemeinde vertreten werden, abzufragen.



Innovationsstiftung
Schleswig-Holstein

ISH

Energieversorgung Helgoland

Konzeptstudie

Dr.-Ing. Werner Möhring-Hüser
Innovationsstiftung Schleswig-Holstein

3. November 2005

Inhalt

Inhalt	2
1. Einleitung und Problemstellung	3
2. Diskussion der Versorgungssysteme	4
2.1 <i>Neuanschaffung eines Blockheizkraftwerksmoduls</i>	4
2.2 <i>Nutzung vorhandener Biomasse</i>	5
2.3 <i>Nutzung der Wellenkraft</i>	5
2.4 <i>Nutzung der Meeresströmung</i>	5
2.5 <i>Pellet- oder Hackschnitzel-Heizanlage</i>	6
2.6 <i>Rapsöl-Verbrennung</i>	7
2.7 <i>Schweröl-Verbrennung</i>	8
2.8 <i>Geothermie mit tiefer Erdwärmesonde</i>	8
2.9 <i>Erdwärme-Sondenfeld</i>	9
2.10 <i>Photovoltaik</i>	10
2.11 <i>Solarthermie</i>	11
2.12 <i>5 MW Windkraftanlage im Inselbetrieb</i>	11
2.13 <i>5 MW Windkraftanlage mit Kabelanbindung</i>	12
2.14 <i>Kabelanbindung eines Offshore-Windparks</i>	13
2.15 <i>Bewertungsmatrix</i>	14
3. Zusammenfassende Bewertung und Ausblick	16

1. Einleitung und Problemstellung

Die derzeitige Situation der Energieversorgung der Insel Helgoland ist maßgeblich geprägt durch die besondere Abhängigkeit von nur einem Energieträger, dem Heizöl. Die Nachteile dieses Energieträgers liegen klar auf der Hand: Erstens sind die Ressourcen jetzt schon stark begrenzt und zweitens ist ein Ende der Preissteigerung auch längerfristig nicht in Sicht. Die angespannte wirtschaftliche Lage auf der Insel wird noch durch eine Überalterung der derzeitigen Maschinen verstärkt.

Um eine positive Zukunft von Helgoland zu behalten, ist es nötig, sich nach Alternativen der Energieversorgung umzusehen, die sowohl ökologisch als auch ökonomisch den heutigen Anforderungen entsprechen.

Auf der Nachfrageseite ergibt sich daher die Reduzierung des Energieverbrauchs bei weiter steigenden Preisen. Deshalb ist es nötig alle nur denkbaren Maßnahmen auszuschöpfen und unbedingt den Bedarf zu senken. Ein Einsparpotential darf einkalkuliert werden, da innerhalb der letzten 15 Jahre der Verbrauch konstant geblieben ist. Langjährige Erfahrungen in dem Bereich des „Demand-Side-Managements“ auf kommunaler Ebene sind in der Investitionsbank/Energieagentur gesammelt worden, die mit dieser speziellen Fragestellung betraut werden kann.

Bei der Energieversorgung der Insel Helgoland handelt es sich um eine komplexe Situation, wobei wegen des kurzen Zeitraumes und dem dadurch begrenzten Aufwand an dieser Stelle nur eine erste Grobanalyse aufgestellt werden kann. Auch ist eine vollständige Betrachtung aller betriebswirtschaftlichen Elemente hier nicht möglich. Zur intensiveren Analyse sind sowohl vertiefende Betrachtungen als auch die Einbeziehung verschiedener Experten nötig.

In dieser Studie werden verschiedene Lösungsansätze diskutiert, gegeneinander abgewogen und weitere Handlungsmöglichkeiten aufgezeigt.

2 Diskussion der Versorgungssysteme

Gefragt ist nun eine Diskussion über verschiedene Energieversorgungssysteme, die für die Insel Helgoland in Frage kommen. Eine Orientierung nach Preisen oder Kosten erfolgt nach Möglichkeit in den Einheiten Euro/kWh, um übersichtliche Vergleiche zu erhalten.

Die Bewertung der Energieträger bzw. Energieversorgungssysteme wird folgenden, unterschiedlich tief betrachteten Kriterien unterworfen:

- Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu derzeitiger Situation
- Praktikabilität des Energietransports
- Direkte Verfügbarkeit der Energie auf der Insel
- Deckung des Strombedarfes
- Deckung des Wärmebedarfes
- Auswirkungen auf die Luftreinheit
- Platzbedarf
- Versorgungssicherheit
- Entsorgung von Reststoffen
- Zusammenspiel mit anderen Komponenten
- Umsetzungsaufwand
- Zeitraum der Umsetzung

2.1 Neuanschaffung eines Blockheizkraftwerksmoduls

Wenn das Energieversorgungskonzept von Helgoland nicht verändert werden soll, ist die Neuanschaffung eines Blockheizkraftwerksmoduls (BHKW-Modul) erforderlich, da die derzeit betriebenen Maschinen ein Alter von etwa 20 Jahren aufweisen und mittelfristig die Stromversorgungssicherheit gefährdet ist. Die Neuanschaffung umfasst ein Volumen von ca. 3 Millionen Euro.

Da das grundsätzliche Prinzip der Versorgung nicht verändert wird, bleibt die gleiche Abhängigkeit von dem Energieträger Heizöl, so dass sich kein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber der derzeitigen Situation ergibt. Besonders vorteilhaft ist, dass die Primärenergieversorgung funktioniert, kein zusätzlicher Platzbedarf besteht, die Versorgungssicherheit gegeben ist, kaum Entsorgungs-

probleme bestehen und dass diese Maßnahme mit wenig Aufwand schnell umzusetzen ist. Negative Aspekte sind der Import des notwendigen Energieträgers Heizöl und die besondere Reinigung der Abgase.

Der derzeitige Primärenergiepreis liegt bei 0,05 Euro/kWh, unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade in der Umwandlung ergibt sich ein Nutzenergiepreis von 0,06 Euro/kWh. In diesen Preisen sind noch keine kapital- und betriebsgebundenen Kosten enthalten, die bei dem Arbeitspreis der gelieferten Endenergie einen wesentlichen Anteil ausmachen.

2.2 Nutzung vorhandener Biomasse

Auf Helgoland ist die Nutzung landwirtschaftlicher Flächen zum Anbau energetisch nutzbarer Biomasse nicht möglich. Selbst wenn die gesamte Inselfläche von fast 100 ha zur Verfügung stünde, könnte mit dem derzeit ertragreichsten, nachwachsenden Rohstoff (ca. 4500 Tonnen Maissilage) mit Hilfe einer Biogasanlage lediglich etwa 10% des Energiebedarfes gedeckt werden. Die Biomasse, die z.B. als Treibsel aus der Nordsee geerntet werden kann, ist auf Grund der wechselnden Zusammensetzung schlecht geeignet für den reibungslosen Betrieb einer Biogas-Anlage und steht nur begrenzt zur Verfügung. Als weitere Nachteile sind die mögliche Geruchsbelastung, ein hoher Platzbedarf für die Lagerung der Biomasse sowie die Notwendigkeit der Reststoffentsorgung zu nennen.

2.3 Nutzung der Wellenkraft

Prinzipiell lässt sich Wellenenergie energetisch nutzen, jedoch nur zur Erzeugung von Elektrizität. Die Technik ist noch nicht marktreif und bietet derzeit lediglich ein theoretisches Potenzial. Für eine genauere Abschätzung der praktischen Möglichkeiten ist eine gesonderte Untersuchung erforderlich.

2.4 Nutzung der Meeresströmung

Zwischen der Hauptinsel und der Düne ist eine durch die Gezeiten angetriebene, periodisch wechselnde Meeresströmung zu verzeichnen. Solche Strömungen lassen sich mit Propeller-Anlagen wie in dem Seaflow-Projekt, das

derzeit in einer Pilotphase getestet wird (<http://www.iset.uni-kassel.de/seaflow>), nutzen.



Abb. 1: Park aus SEAFLOW-Turbinen, Quelle ISET

Die Markteinführung dieser Technologie ist ab dem Jahre 2009 angedacht. Solche Systeme bewirken eine Stromerzeugung, die periodisch zwischen einem Maximalwert und Null in der Leistung schwingt. Derzeit werden sinnvolle Strömungsmaximalgeschwindigkeit von 2-3 m/s angegeben. Nach ersten Schätzungen sind in Helgoland deutlich niedrigere Werte zu verzeichnen.

2.5 Pellet- oder Hackschnitzel-Heizanlage

Prinzipiell sind Holzpellets oder Holz hackschnitzel zur Erzeugung von Wärmeenergie in einem entsprechenden Heizwerk einsatzfähig. Der Energieträger Holz ist jedoch nicht auf Helgoland frei verfügbar und muss deshalb per Schiff angeliefert werden.

Holzpellets haben eine gewisse Fließeigenschaft, so dass sie per Gebläse über Rohrleitungen von Bord eines Schiffes, das an der Nord-Mole liegt, in die Nähe der Heizanlage geliefert werden können. Hierzu muss jedoch eine individuelle Entladevorrichtung konstruiert werden. Um den Jahreswärmebedarf der Insel zu decken, sind insgesamt 6000 bis 6500 Tonnen Holzpellets notwendig.

Holzhackschnitzel wiederum müssen im Südhafen gelöscht werden und per Fahrzeug zur Heizanlage transportiert werden, da hierzu der dort vorhandene Entladekran genutzt werden kann. Für die Jahreswärmebedarfsdeckung werden ca. 9000 Tonnen Holzhackschnitzel benötigt. Umgerechnet auf die derzeit üblichen Transportmittel entspräche dies ca. 60 Schiffsladungen bei einem Ladevolumen von 650 m³ und danach etwa jährlich 1900 LKW-Ladungen á 20 m³, die vom Südhafen zum Heizwerk transportiert werden müssten.

Neben der Lösung des Transportproblems muss auch ein geeigneter Lagerort zur Verfügung gestellt werden. Holzpellets müssen im wesentlichen vor Regenwasser geschützt werden, während Holzhackschnitzel auch für eine begrenzte Zeit im Freien gelagert werden können.

In jedem Fall ist eine neue Kesselanlage zu errichten, in der die für die Insel wichtige redundante Auslegung berücksichtigt ist.

Ohne die für Helgoland höheren Transportkosten belaufen sich die Nutzenergiekosten von Pellets auf ca. 0,035 Euro/kWh und die von Holzhackschnitzel auf 0,022 Euro/kWh, beides ist deutlich niedriger als die derzeitigen Kosten von Heizöl. Die besonderen Transportkosten vom Festland nach Helgoland werden umgelegt auf ca. 0,01 Euro/kWh geschätzt. Damit liegen die Kosten der Nutzenergie aus Holzhackschnitzeln etwa bei der Hälfte der derzeitigen Heizölkosten.

Um dem Image einer sauberen, staubfreien Hochseeinsel zu entsprechen, ist die Abgasreinigung ein besonderer Aspekt. Dies könnte sich kostensteigernd auf die Investitionskosten auswirken.

2.6 Rapsöl-Verbrennung

Der Einsatz von Rapsöl oder ähnlichen Bio-Brennstoffen ist mit wenigen Änderungen im Heizkraftwerk möglich. Gegenüber der jetzigen Lösung weist die Rapsölnutzung jedoch folgende Nachteile auf: Der Brennstoff ist mit derzeit 0,08 Euro/kWh teurer als Heizöl (Kostenvorteile bestehen im Kraftfahrzeugeinsatz über die Steuerbefreiung) und die Luftreinheit kann durch spezifische Gerüche beeinträchtigt werden. Zudem steht weiterhin die Neuanschaffung eines BHKW-Moduls an (vgl 2.1).

2.7 Schweröl-Verbrennung

Bevor vor etwa 20 Jahren das Heizkraftwerk auf leichtes Heizöl umgestellt wurde, diente eine schwerölbefeuerte Kesselanlage mit nachgeschalteter Turbinen-Generator-Einheit zur Wärme- und Stromversorgung der Insel. Aus diesem Grunde sind noch einige Systemkomponenten zur Schwerölbefuerung der Kessel vorhanden, so dass die Wärmeerzeugung auf Schweröl umgestellt werden kann.

Trotz eines im Vergleich zu leichtem Heizöl günstigeren Brennstoffpreises sind erhebliche Nachteile einer solchen Lösung zu nennen: Aufgrund der hohen Schadstoffbelastung ist eine aufwendige Abgasreinigung notwendig, die idealerweise einen konstanten Lastbetrieb des Kessel vorsieht. Zusätzlich muss der Strom weiterhin mit den BHKW-Modulen erzeugt werden, was einen erhöhten Parallelaufwand im Ver- und Entsorgungsbereich notwendig macht.

Es ist zu vermuten, dass eine Entscheidung zur Schwerölverbrennung schwer zu vermitteln ist, da dieser Ansatz nicht gut zur „Philosophie einer sauberen Insel“ passt.

2.8 Geothermie mit tiefer Erdwärmesonde

Zur teilweisen Brennstoff-Kompensation bietet sich die Nutzung geothermischer Quellen an. Zur Prüfung dieser Thematik wurde Expertenwissen vom Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein (LANU) eingeholt.

Aufgrund der guten Wärmeleitfähigkeit von Salz, das mit hoher Wahrscheinlichkeit mittels Tiefbohrung erreicht wird, bietet sich auf Helgoland eine viel versprechende Nutzung der Geothermie an. Für ein geologisch vergleichbares, aber nicht realisiertes Projekt zur Versorgung des Alfred-Wegener Instituts in Bremerhaven wurde für eine 5000 m tiefe Erdwärmesonde eine thermische Leistung von 500 kW errechnet. Andere Projekte (die aber ebenfalls noch nicht realisiert sind) rechnen mit 500 kW bei 3000 m Sondenlänge, ohne die gute Wärmeleitfähigkeit des Salzes. Die für das Bremerhavener Projekt angegebene Leistung dürfte daher wohl an der unteren Grenze liegen, die Diskussion ist aber noch nicht abgeschlossen.

Der Vorteil einer Tiefen Erdwärmesonde liegt darin, dass

- sie für den Dauerbetrieb ausgelegt ist
- und nur einen geringen Strombedarf für die Umwälzpumpe hat.

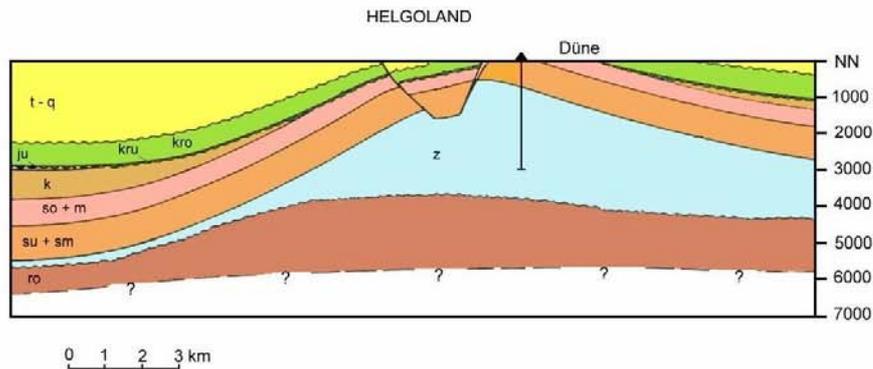


Abb. 2: Geologischer Schnitt der Erdschicht bei Helgoland (Quelle: LANU)

Projiziert man die Bremerhavener Anlage auf Helgoland, dann kann eine bis zu 5 Millionen Euro teure Bohrung mit 4000 MWh/a etwa 16% des Wärmebedarfes und 6% der Wärmeleistung decken. Der mögliche Stromdeckungsgrad beträgt etwa 4% des Jahresbedarfes. Bricht man die hohen Investitionskosten über eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren bei 5% Zinsen auf den Energieertrag um, dann ergeben sich als Orientierungsgröße 0,074 Euro/kWh spezifische Nutzenergiekosten. Die erzeugte Wärme kann direkt ins Wärmeversorgungssystem eingespeist werden.

Für eine genauere Untersuchung eines solchen innovativen Ansatzes zur Energienutzung bietet sich eine gesonderte Untersuchung an, die vom Landesamt für Natur und Umwelt koordiniert werden könnte.

2.9 Erdwärme-Sondenfeld

Bei einem Erdwärme-Sondenfeld wird oberflächennahe Geothermie genutzt. Auch zu diesem Thema wurde das Fachwissen aus dem LANU eingeholt.

Nach VDI-Angaben ergibt sich eine realisierbare Sondenleistung für den auf Helgoland anzutreffenden Sandstein von 55-65 W/m (angenommen wird 60

W/m). Für eine Wärmeleistung von 1 MW ist eine gesamte Sondenlänge von 17.000 m notwendig. Bei einer jeweiligen Bohrtiefe von 200 Metern bedeutet dies eine Anzahl von 85 Bohrungen. Bei 10 m Abstand zur Nachbarbohrung benötigt jede Bohrung eine Fläche von 100 m², die benötigte Gesamtfläche beträgt also 8.500 m², eine Fläche die im Nordosten der Insel auf dem angespülten Unterland zur Verfügung steht. Die Kosten für Bohrung und Installation der Erdwärmesonden betragen etwa 30 – 50 Euro/m, somit ergeben sich für die angenommene Leistung Investitionskosten von 680.000 Euro.

In einem Gesamtkonzept mit hohem Windstromaufkommen im Winter kann die Windkraft genutzt werden, um die Wärmepumpen anzutreiben. Im Sommer kann zusätzlich ein Überangebot an Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung im Sondenfeld langfristig gespeichert werden.

Die von der VDI 4640 Blatt 2 angegebene Entzugsleistung bezieht sich auf 1800 Jahresbetriebsstunden (Vollastzeit der Wärmepumpe, nicht Heizzeit). Hier ist sicher eine höhere Jahresbetriebszeit erforderlich, wodurch mit geringerer Entzugsleistung gerechnet werden müsste. Dies wird aber kompensiert dadurch, dass:

- der Beitrag der Wärmepumpe zur Wärmeerzeugung nicht eingerechnet wurde
- und die eingespeiste Wärme auch nicht berücksichtigt wurde.

Die hier gemachten Angaben dienen nur als Anhaltswerte. Eine genauere Auslegung des Sondenfeldes muss über ein Fachbüro erfolgen, wobei sich auch hier das LANU die notwendige Koordination übernehmen könnte.

Als großer Nachteil dieser Technik kann sich die relativ niedrige Nutztemperatur dieser Technologie erweisen. Die Einbindung in die Fernwärmeversorgung könnte nur eingeschränkt erfolgen, während der Einsatz im Bereich der Wasseraufbereitung und der Schwimmbadversorgung ideal ist.

2.10 Photovoltaik

Photovoltaik bietet alle Vorteile einer sauberen Erzeugung von Elektrizität. Jedoch ist sie auch eine der teuersten Varianten der Stromerzeugung. Nur auf

Grund der hohen EEG-Vergütung ist sie für Investoren interessant. Neben der Tatsache, dass durch Photovoltaik die Stromkosten steigen, ist auch die Umsetzung auf Helgoland schwierig. Die benötigten Dachflächen sind hauptsächlich Richtung Osten oder Westen geneigt und mit zahlreichen Dachfenstern bis in die Spitze ausgestattet. Zudem steht die gesamte Wohnbebauung unter Denkmalschutz, was eventuell zu stark einschränkenden Bedingungen führt.

2.11 Solarthermie

Eine dezentrale Installation solarthermischer Anlagen stößt, wie die Photovoltaik, auf bautechnische Probleme. Zudem muss ein größerer Wärmespeicher in den Häusern untergebracht werden. Dies kann wegen Platzmangels schwierig sein, da die bebauten Flächen sehr intensiv genutzt werden. Generell ist anzumerken, dass eine dezentrale Energieerzeugung auf Privatinitiative der Eigentümer geschehen muss und damit ein längerer Umsetzungszeitraum zu erwarten ist.

Die zentrale Nutzung von Solarthermie benötigt eine große unbebaute Fläche, die praktisch nur auf dem touristisch genutzten Oberland zur Verfügung steht. Dies bedeutet ein großer Einschnitt in die Präsentation der Insel.

Eine solche solarthermische Anlage kann im Sommer teilweise zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen und kann im Bereich der Wirtschaftlichkeit liegen. Es ist anhand einer intensiveren Untersuchung zu prüfen, wie weit eine Realisierung unter den gegebenen besonderen Anforderungen der Insel Helgoland möglich ist.

2.12 5 MW Windkraftanlage im Inselbetrieb

Von 1990 bis 1995 wurde auf Helgoland mit einer 1200-kW-Pilotanlage Windstrom erzeugt. Aufgrund des Aufstellortes unterlag die Windkraftanlage (WKA) bei stürmischer See einem feinen salzhaltigen Gischtnebel, der die Blitzeinschlaggefahr in die Rotoren stark erhöhte. Nach zwei Blitzeinschlägen und den damit verbundenen hohen Kosten wurde die WKA außer Dienst gestellt und demontiert. Das Zusammenwirken mit dem Blockheizkraftwerk als

weitere Stromerzeugungsanlage stellte ein weiteres Problem dar. Die starken Leistungsschwankungen der WKA, die teilweise auch bauartbedingt waren, führten zu Stabilitätsproblemen des Netzes und relativ häufigen Stromausfällen.

Moderne WKA verfügen über ein Blitzschutzsystem, das einen wesentlich zuverlässigeren Betrieb einer neuen Anlage verspricht. Ein abweichender Standort kann darüber hinaus die besondere Gefährdung durch salzhaltige Gischt reduzieren. Unter bestimmten Voraussetzungen der Raumordnung und Landesplanung ist die Errichtung einer einzelnen WKA auf Helgoland möglich, wenn die Anlage der gemeindlichen Eigenversorgung dient.

Eine 5-MW-Anlage, die für den Off-Shore-Markt bereitsteht und die geringsten spezifischen Kosten verspricht, ist theoretisch in der Lage, mengenmäßig den gesamten Strombedarf der Insel zu decken, wenn im Betrieb 3500 Volllaststunden erreicht werden. Stromerzeugung und -verbrauch sind jedoch zeitlich nicht synchron, so dass während der Flaute die Elektrizitätserzeugung mit der bisherigen Technik sichergestellt werden muss (hier besteht Ersatzbedarf, vgl. 2.1). Während des Nennlastbetriebes der WKA entsteht eine Überversorgung, die es zwingend erforderlich macht, den Windstrom anders zu nutzen, damit die geschätzten Volllaststunden erreicht werden. Hier bietet sich z. B. das in Kapitel 2.9 beschriebene Erdwärme-Sondenfeld als Energiespeicher an. Bei einem rechnerischen Überschlag, kann der Windstrom aus einer großen Anlage bei guten Windverhältnissen (3500 Volllaststunden) spezifische Erzeugungskosten von unter 0,05 Euro/kWh ergeben. Dies ist ein Wert, der unterhalb der derzeitigen Primärenergiekosten des Heizöls liegt.

Die größte Herausforderung für die Realisierung einer Windkraftanlage ohne Kabelanbindung an das Festland ist die Stabilität des elektrischen Netzes. Um die Realisierungschancen abzuschätzen, ist eine sehr spezielle Untersuchung und Simulation notwendig.

2.13 5 MW Windkraftanlage mit Kabelanbindung

Eine Kabelanbindung, die das örtliche Stromnetz von Helgoland mit dem Festland elektrisch verbindet, löst die meisten Stabilitäts- und Versorgungsprobleme auf der elektrischen Seite. Entscheidend für die Realisierung einer Kabelan-

bindung sind die Wahl der möglichst kurzen Trasse sowie die Überwindung von Genehmigungshürden, da die kostengünstigste Anbindung eine Leitung durch das Wattenmeer nach St. Peter-Ording ist. In einer vorliegenden Projektidee werden eine einfache bzw. doppelte Verkabelung mit einer Maximalleistung von jeweils 7 MW und Investitionskosten von 10 bis 20 Millionen Euro diskutiert.

Eine Kabelverbindung zum Festland löst nicht nur das Stabilitätsproblem, sondern beeinflusst die gesamte Energieversorgungsstruktur der Insel. Bei doppelter Kabelausführung ist eine sehr sichere Versorgung mit Elektrizität gegeben, so dass keine zusätzlichen Erzeugungsanlagen mehr auf der Insel vorgehalten werden müssen. Die damit verbundene Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung erlaubt mehr Freiheiten bei der Auswahl der Brennstoffe für die Wärmeversorgung.

Aufgrund der zu erwartenden niedrigen Stromgestehungskosten einer 5-MW-WKA sollte diese Variante in jedem Falle Berücksichtigung finden und im Verbund mit der gesamten Anlagentechnik betrachtet werden, da diese WKA nur zur gemeindlichen Eigenversorgung der Insel betrieben werden darf. Da die Jahresbilanzen von Stromverbrauch auf der Insel und Stromerzeugung der WKA etwa deckungsgleich sind, kann das Festlandnetz bilanztechnisch als „Pufferspeicher“ betrachtet werden. In der Praxis sind jedoch die derzeitigen begrenzten Stromtransportkapazitäten einer Stromeinspeisung über das Kabel ins Festlandnetz ein Hindernis. Aus diesem Grunde muss eine direkte Nutzung der Windenergie auf der Insel in Betracht gezogen werden. Auch hier bietet sich das in Kapitel 2.9 beschriebene Erdwärme-Sondenfeld als Abnehmer oder Wärmespeicher an.

Die gesamtwirtschaftliche Bewertung dieser Lösung erfordert eine umfangreichere Untersuchung.

2.14 Kabelanbindung eines Offshore-Windparks

In der Nordsee sind mehrere Offshore-Windparks zukünftig angedacht, deren Festlandanbindung über Helgoland führen kann. Ebenso angedacht ist die Idee, hieraus einen Nutzen für die Insel herbeizuführen. Um die Verluste in den Kabeln zu minimieren, werden diese als Höchstspannungskabel mit einer Dreh-

stromspannung von 380 kV oder sogar als Höchstgleichspannungskabel ausgelegt.

Nur Drehstrom kann herangezogen werden, um mit Hilfe einer Transformatoranlage eine Anbindung Helgolands an das Festlandnetz zu realisieren. Eine vollständige Versorgungssicherheit ist nur dann gegeben, wenn zwei Trassen über Helgoland verlaufen. Aufgrund der sehr hohen Spannungen ist mit einem großen Flächenbedarf der notwendigen Schaltanlage zu rechnen. Darüber hinaus sind hohe Emissionen an Elektromog zu erwarten. Insgesamt reduziert eine solche Anlage eher die Netzsicherheit des Windparks.

2.15 Bewertungsmatrix

In einer zusammenfassenden Matrix (Tabelle 1) werden die genannten Energieversorgungssysteme anhand der eingangs aufgelisteten Kriterien bewertend gegenübergestellt. Es erfolgt im Wesentlichen eine qualitative Bewertung, zu den Kriterien der Strom- und Wärmedeckung sind geschätzte Deckungsgrade eingetragen.

In der Bewertungsmatrix sind weitere Komponenten aufgeführt, die beim erhöhten Einsatz von Strom Berücksichtigung finden müssen:

- Zentrale Elektrospeicherheizung als Element im Fernwärmenetz
- Dezentrale Elektrospeicherheizung in den einzelnen Häusern (das Stromnetz ist dazu nicht ausgelegt)
- Zentrale Elektrodirektheizung als Element im Fernwärmenetz
- Dezentrale Elektrodirektheizung in den einzelnen Häusern (das Stromnetz ist auch hierzu nicht ausgelegt)
- 7 MW Stromkabel, einfach ausgelegt reicht es nicht für eine sichere Versorgung aus
- 7 MW Stromkabel, doppelt ausgelegt stellt es die Stromversorgung sicher
- Stromspeicherung in einer Druckluftkaverne im Salzstock unterhalb der Insel mit einem Wirkungsgrad von etwa 55%

Tabelle 1: Bewertungsmatrix

Legende:
 + positive Bewertung
 O durchschnittlich, keine besondere Änderung
 - negative Bewertung

	Wirtschaftlichkeit des Energieträgers im Vergleich zu derzeitiger Situation	Praktikabilität Energietransport	Energie auf der Insel direkt verfügbar	% Deckung des Strombedarfes	% Deckung des Wärmebedarfes	Luftreinheit	Platzbedarf	Versorgungssicherheit	Entsorgung von Reststoffen	Zusammenpiel mit anderen Komponenten	Umsetzungsaufwand	Zeitraum der Umsetzung
2.1	Neuanschaffung BH-KW 2,5 MWel	+	-	100	50	O	+	+	+	+	gering	kurz
2.2	Nutzung vorhandener Biomasse	O	+			-	-	O	-	+	mittel	mittel
2.3	Nutzung der Wellenkraft	-	+			+	-	-	+	-	hoch	mittel
2.4	Nutzung der Meeresströmung	-	-			+	-	-	+	-	hoch	lang
2.5	Pellet- oder Hackschnitzel-Heizanlage	+	-	0	100	O	+	O	-	+	mittel	mittel
2.6	Rapsöl-Verbrennung	+	-	100	100	-	+	O	+	+	gering	kurz
2.7	Schweröl-Verbrennung	+	-	0	100	-	+	+	-	+	mittel	mittel
2.8	Geothermie mit tiefer Erdwärmesonde	O	+	4	16	+	+	+	+	+	mittel	mittel
2.9	Erdwärme-Sondenfeld	O	+	0	40	+	+	+	+	+	mittel	mittel
2.10	Photovoltaik	-	+			+	-	-	+	-	hoch	lang
2.11	Solarthermie	O	+			+	-	-	+	-	hoch	lang
2.12	5 MW Windkraftanlage im Inselbetrieb	+	+	100	>0	+	O	O	+	-	mittel	mittel
2.13	5 MW Windkraftanlage mit Kabelanbindung	+	+	100	0	+	O	+	+	+	mittel	mittel
2.14	Kabelanbindung eines Offshore-Windparks	(-)	-			+	-	O	+	O	hoch	lang
	Zentrale Elektrospeicherheizung	+			100	+	O	+	+	+	hoch	mittel
	Dezentrale Elektrospeicherheizung	-			100	+	-	+	+	-	hoch	hoch
	Zentrale Elektrodirektheizung	+			100	+	O	+	+	+	gering	mittel
	Dezentrale Elektrodirektheizung	-			100	+	+	+	+	-	hoch	hoch
	7 MW Stromkabel -einfach	+		100		+	+	-	+	+	mittel	mittel
	7 MW Stromkabel -doppelt	+		100		+	+	+	+	+	mittel	mittel
	Stromspeicherung in Druckluftkaverne	+				+	-	+	+	+	hoch	lang

3. Zusammenfassende Bewertung und Ausblick

Das Hauptziel der Ausgestaltung einer künftigen Energieversorgung Helgolands ist, eine zukunftsfähige und nachhaltige Lösung zu finden. Weiterhin ist es wichtig, die Abhängigkeit von einem einzelnen Energieträger zu reduzieren.

Die in dieser Studie diskutierten verschiedenen Versorgungssysteme bieten unterschiedliche Chancen und Umsetzungsmöglichkeiten und können sich auch ergänzen. Die nachfolgende Betrachtung berücksichtigt die Elemente, die im Zusammenhang miteinander die besten Voraussetzungen im Sinne der Zielsetzung erfüllen.

Entscheidend für ein nachhaltiges Konzept ist die Berücksichtigung der vorhandenen natürlichen Ressourcen: Im Bezug auf Helgoland sind dies das ausgeprägte Windenergiepotenzial sowie die günstigen geothermischen Gegebenheiten. Basierend auf diesen Vorgaben und der Analyse der spezifischen Gegebenheiten wird ein Modell vorgeschlagen, das aus mehreren vorhandenen und zukünftigen Modulen besteht und schrittweise umgesetzt werden kann (Abbildung 1).

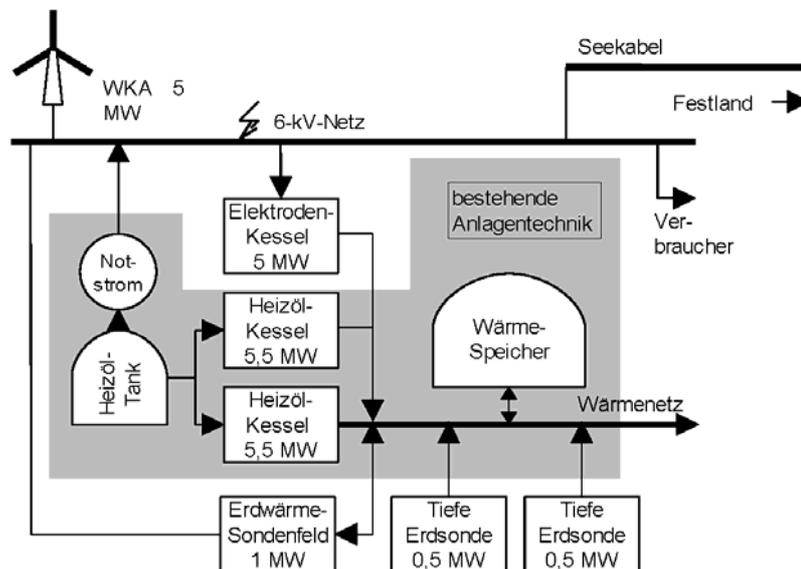


Abb. 3: Energieversorgungssystem

In der folgenden Auflistung werden die einzelnen Komponenten dieses Modells beschrieben:

Seekabel: Das Kabel stellt die Stromversorgung sicher, indem das Inselnetz mit dem Festlandnetz verbunden wird. Dadurch wird die Investition in ein neues BHKW-Modul vermieden.

Windkraftanlage (WKA): Hiermit werden die natürlichen Windenergieressourcen nutzbar gemacht. Die Netzstabilität wird über die Kabelverbindung gewährleistet, die zusätzlich einen Windstromüberschuss zum Festland liefern kann. Überschüsse können auch mittels direkter Wärmenutzung oder per Erdwärme-Sondenfeld genutzt werden.

Erdwärme-Sondenfeld: Die Anlage wird durch den „Überschussstrom“ der WKA angetrieben. Das Sondenfeld kann auch als langfristiger Wärmespeicher eingesetzt werden. Die Nutzwärme steht lediglich als Niedertemperaturwärme zur Verfügung und kann deshalb nur eingeschränkt genutzt werden.

Tiefe Erdsonde: Diese Anlage stellt die Grundlastwärme zur Verfügung und kann über mehrere Bohrungen in ihrer Leistung skaliert werden. Überschusswärme im Sommer kann kurzfristig im Wärmespeicher oder im Sondenfeld eingebracht werden.

Elektrodenkessel: Ist es vor allem im Winter nicht möglich, genügend Windstrom vor Ort zu nutzen und Überschüsse ins Festlandnetz zu transportieren, dann besteht die Möglichkeit, diesen Strom direkt über den Elektrodenkessel thermisch zu verwerten.

Notstromgenerator: Die Vorhaltung einer Notstromanlage bietet die Möglichkeit, ein einfaches Seekabel statt einer doppelten Auslegung zu installieren. Die Notstromanlage wird für den Fall eines Kabelschadens oder einer anderen Netzunterbrechung vorgehalten. Die Anlage wird aus den installierten BHKW-Komponenten gebildet und kann im Notfall die ganze Insel mit Elektrizität versorgen.

Heizölkessel: Die vorhandenen Kessel werden weiterhin für die Wärmeversorgung im Winter eingesetzt. Je nach Gesamtauslegung wird jedoch weniger Heizöl als zuvor benötigt.

Wärmespeicher: Der bisherige 100-m³-Speicher wird weiterhin zur Stabilisierung der Wärmeversorgung eingesetzt. Zusätzlich sollte überlegt werden, ob eine Vergrößerung des Speichervolumens die Effektivität der Wärmeversorgung verbessert werden kann.

Die genaue Auslegung der einzelnen Elemente des Modells sollte in einer weiteren Studie genauer geprüft werden. Ebenso muss in weiteren Untersuchungen das Einbringen von Fördermitteln abgeklärt werden, da sich hier einerseits innovative Ansätze zeigen, andererseits aber auch die Existenz einer einmaligen Region betroffen ist.

2.3.3 Weiterentwicklung der Windenergienutzung auf Föhr

Die EWEM - EURO WIND ENERGY MANAGEMENT GmbH und Co. KG hat eine Studie über den Bestand und die Weiterentwicklung der Windenergienutzung verfasst, dessen Inhalte im Folgenden zusammengefasst werden sowie weitere aktuelle Informationen angeführt werden.

Auf der Insel Föhr sind 19 Windkraftanlagen in Betrieb, welche im Zeitraum von 1989 bis 1992 errichtet wurden. 10 Anlagen unterhält eine Gesellschaft, die übrigen 9 sind im Einzelbesitz. 15 der Anlagen stehen im Außenbereich der Gemeinde Oevernum, 3 Anlagen auf dem Gebiet der Stadt Wyk und 1 Anlage befindet sich innerhalb der Gemeinde Alkersum.

Die installierte Leistung aller 19 Anlagen beträgt ca. 4,5 MW, die jährliche Stromproduktion kann mit 10 Mio. Kilowattstunden beziffert werden. Das entspricht einem Anteil von ca. 20% des jährlichen Strombedarfs auf der Insel.

Da zukünftig aufgrund der z. T. langen Betriebslaufzeit der Anlagen größere Investitionen und höhere Betriebskosten für die Wartung und Instandsetzung der Anlagen anfallen, haben sich die Betreiber aller Anlagen zu einer Planungsgesellschaft zusammengeschlossen. Diese Gesellschaft verfolgt das grundsätzliche Ziel, die bestehenden 19 Anlagen abzubauen und durch neue, leistungsfähigere Anlagen der 1,5 - 2 MW-Klasse zu ersetzen. Dieses so genannte "Repowering" entspricht den energiepolitischen Vorgaben des Landes Schleswig-Holstein: Im Runderlass vom 25.11.2003 wird ausdrücklich erwähnt, dass der

Rückbau vieler Altanlagen und deren Ersatz durch wenige, auch baulich höherer Neuanlagen grundsätzlich gewünscht ist.

Neuere Untersuchungen für die Insel Föhr haben ergeben, dass die Standorte der bestehenden Anlagen in Bezug auf Natur und Umwelt sowie die Nichteinhaltung von inzwischen geltenden Abstandsregeln ein starkes Konfliktpotenzial aufweisen. Das Planungsbüro "pro Regione" wurde daher durch die EWEM GmbH & Co KG beauftragt, auf Föhr Gebiete zu definieren, welche oben genannte Aspekte nicht oder kaum negativ beeinträchtigen.

Man kam zu dem Ergebnis, dass ein Areal im östlichen Außenbereich der Gemeinde Oevernum das geringste Konfliktpotenzial darstellt. Weil sich dort zudem der mögliche Netzanschluss für die zukünftigen Anlagen befindet und das Gebiet eine geeignete Infrastruktur vorweist, favorisiert auch die Planungsgesellschaft diese Fläche. Ein Vorteil könnte darin bestehen, dass die Gemeinde Oevernum unter Abstimmung mit dem Kreis Nordfriesland dort bereits ein Windeignungsgebiet ausweisen wollte.

Um zu klären, ob eine grundsätzliche Zustimmung zugunsten des Repowering-Vorhabens erzielt werden kann, stellte die Gesellschaft das Projekt zunächst den Entscheidungsträgern auf der Insel vor. Die Gemeinde Oevernum, das Amt Föhr Land sowie die Stadt Wyk erteilen daraufhin ihr Einverständnis. Zusätzlich wurden die Umweltverbände NABU, BUND, LNV, der Verein Jordsand, Ferring Natüür sowie die Insel- u. Halligkonferenz von den Repowering-Plänen unterrichtet. Auch von dieser Seite gab es keine Einwände. Über die Regionalpresse erhielt die Öffentlichkeit Informationen über das Vorhaben.

Der Planungsgesellschaft ist bekannt, dass im heutigen Regionalplan der Insel Föhr kein Windeignungsgebiet beschrieben ist und die im Betrieb befindlichen Anlagen lediglich Bestandsschutz haben. Der Plan sieht jedoch vor, dass die im Ostteil der Insel errichteten Anlagen verändert werden können.

Nach Auffassung der Planungsgesellschaft sind unter Berücksichtigung folgender positiver Argu-

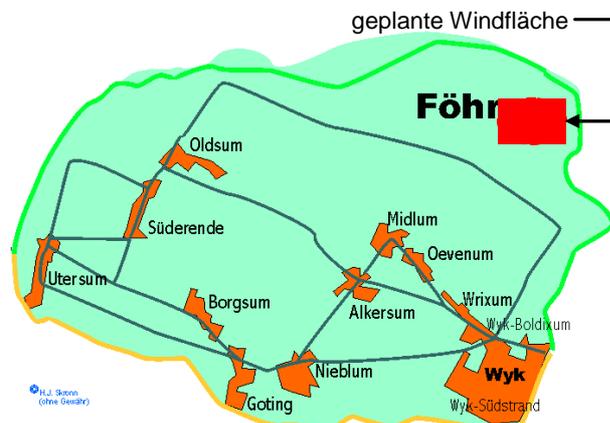


Abbildung: Möglicher Standort für Windkraftanlagen auf Föhr, Quelle: H.J. Skronn

mente die Voraussetzungen für eine Veränderung geschaffen:

- 19 Anlagen werden abgebaut und durch nur 5 neue Anlagen ersetzt.
- Die 5 neuen Anlagen würden 60 % des jährlichen Strombedarfs auf der Insel erzeugen (alte Anlagen: 20 %).
- Die heutigen Anlagen befinden sich überwiegend auf konfliktreichen Standorten; die neuen Anlagen könnten auf einem konfliktarmen Gebiet installiert werden.
- Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise und Verknappung der Rohstoffe wird die Nutzung regenerativer Energien eine immer größere Bedeutung erlangen, was es auch auf der Insel Föhr zu nutzen gilt.
- Durch die Einspeiserlöse (EEG) fließt der Insel Kapital zu.
- Ortsansässigen Bürgerinnen und Bürgern bietet die Planungsgesellschaft eine Beteiligung an.
- Auf Föhr wäre langfristig ein Gebiet zur Nutzung von Windenergie gesichert.
- Aufgrund der Rechtssicherheit hat die Betreiber-gesellschaft eine stabile Grundlage, ihre Anlagen langfristig zu betreiben und ggf. zu modernisieren oder zu erneuern.
- Von den Baumaßnahmen für Rückbau der Altanlagen und Aufbau neuer Anlagen profitieren ortsansässige Unternehmen.
- Zu leistende Ausgleichsmaßnahmen werden in Naturschutzprojekte auf Föhr investiert.
- Mit Unterstützung der Landesregierung haben sich Ausbau und Weiterentwicklung der Windenergie in Schleswig-Holstein zu einem Erfolgsmodell entwickelt, wodurch viele neue Arbeitsplätze entstanden sind.

Vor dem Hintergrund der positiven Zustimmung der Gemeinde Oevenum, des Amtes Föhr Land, der Stadt Wyk, Föhrer Bürgerinnen und Bürger sowie oben genannter Umweltverbände und dem Hinweis im Regionalplan, dass die im Ostteil der Insel errichteten Anlagen verändert werden können, bat die Planungsgesellschaft die Vertreter des Kreises Nordfriesland und die Landesplanung um ein klärendes Gespräch. Dabei sollte vor allem die Vorgehensweise bei der Umweltverträglichkeitsprüfung sowie dem avifaunistischen Untersuchungsaufwand abgestimmt werden.

Der entsprechende Termin im April 2005 erbrachte jedoch nicht den erhofften Dialog: Sowohl Landesplanung als auch Kreisverwaltung vertreten den Standpunkt, die damals erteilte Zulassung zum Bau der 19 Windkraftanlagen sei ein Genehmigungsfehler gewesen. Ein Repowering sei ein noch größerer Eingriff in die Natur als die heutige Situation es darstelle.

In einem Schreiben an die Planungsgesellschaft wurde die Ablehnung unter anderem und zusammenfassend formuliert mit folgenden Aussagen begründet:

- Die geplanten Anlagen befänden sich außerhalb der Eignungsgebiete zur Windenergienutzung,
- In Ziffer 5.8 Abs. 9 des Regionalplans werden die nordfriesischen Inseln als von der Windenergienutzung freizuhalten Gebiete deklariert,
- allenfalls die Tatsache, dass laut Ziffer 6.4.2 Nr. 7 der Windpark im Ostteil der Insel Föhr verändert werden kann, könne mit dem Hinweis des landesplanerischen Oberziels ("Konzentration der Windenergieanlagen auf die ausgewiesenen Räume...") geprüft werden. Dabei müsse man abwägen, ob durch den Abbau aller Altanlagen und den Neubau einer deutlich geringeren Anzahl neuer Anlagen ein öffentlicher Mehrwert für Föhr entstehe.

Um zu einer Entscheidung zu gelangen, wurden vom Kreis Nordfriesland bei Beachtung naturschutzfachlicher und landschaftspflegerischer Aspekte sowie der Belange des Denkmalschutzes und des Tourismus 2 Varianten formuliert:

1. Fortbestand einer hinnehmbaren Beeinträchtigung für einige weitere Jahre durch die bestehenden Anlagen, dann völlige Bereinigung der Situation.
2. Kurzfristige Beseitigung der bestehenden Beeinträchtigung, dafür Schaffung einer neuen und vermutlich größeren Beeinträchtigung für unbefristete Zeit.

Bei Berücksichtigung der bereits stattgefundenen Vorgespräche sowie der genannten positiven Argumente und nicht zuletzt der Option zur Veränderung laut Regionalplan, erachtet die Planungsgesellschaft die Argumentation des Kreises Nordfriesland als nicht stichhaltig begründet und

kann aufgrund ihrer bisherigen Untersuchungen und den daraus resultierenden Ergebnissen die Ablehnung nicht nachvollziehen.

Nachdem die Planungsgesellschaft ihr Vorhaben damit als nahezu gescheitert ansah, ergab sich im September 2005 die Möglichkeit, das Anliegen einem Vertreter der Landesregierung vorzustellen:

Bei einem Besuch von Minister Stegner auf der Insel Föhr entwickelte sich zum Thema Repowering ein sehr konstruktives Gespräch. Dabei erklärte der Minister unter Einbeziehung der Minister Austermann und von Boetticher (Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr, bzw. Ministerium Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume) die Bereitschaft, das Planverfahren wieder aufzunehmen.

Im nachfolgenden Schreiben des Herrn von Boetticher signalisiert dieser durchaus Interesse an dem Projekt, verweist allerdings vor dem Hintergrund von Raumordnung und Landesplanung vorerst auf die Zuständigkeit des Innenministeriums.

Nach einer naturschutzfachlichen Bewertung, vorzulegen von der Planungsgesellschaft, kann eine nähere Beurteilung des Vorhabens stattfinden. Zwecks Unterstützung des Planungs- u. Abstimmungsprozesses bietet der Minister eine Begleitung durch sein zuständiges Referat an.

Die Planungsgesellschaft ist vorsichtig optimistisch, dass der Projektverlauf in Ihrem Interesse und im Sinne einer „Energievision Uthlande“ fortgesetzt werden kann.

2.3.4 Biogasanlagen auf Föhr

1999 wurde basierend auf einer ersten Untersuchung [Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Biogas auf der Insel Föhr“, Energie aus Wind und Sonne GmbH & Co KG, 1998] im Rahmen des LEADER II Projektes „Gemeinschaftliche Errichtung von 6 Biogasanlagen auf Föhr“ die Möglichkeiten der Nutzung von Biogas auf Föhr untersucht. Das Projekt zielte darauf ab, dezentrale Hofbiogasanlagen mit einem kalkulierten Gesamtinvestitionsvolumen von ca. 615.000 € gemeinschaftlich zu planen und umzusetzen. Die Maßnahme sollte mit insgesamt 260.000 € gefördert werden.

Im Zuge des Projektes wurden zehn landwirtschaftliche Betriebe darauf hin betrachtet, ob die Struktur der Betriebe geeignet ist, eine Biogasanlage unter Berücksichtigung einer möglichen Förderung und der damals aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreiben zu können. Nach einer technisch-wirtschaftlichen Bewertung durch die Investitionsbank Schleswig-Holstein wurde eine weitere Detailplanung zur Ausführung empfohlen.

Im Laufe der Projektentwicklung stellte das Unternehmen Farmatic AG aus Nortorf gemeinsam mit dem Maschinenring e.V. auch die alternative Konzeption einer Biogasgemeinschaftsanlage vor. Als Vorteil dieser Variante gegenüber den Einzelhofbiogasanlagen galt, dass durch die Beteiligung nahezu sämtlicher Betriebe auf Föhr das Gülleaufkommen der Insel in der Anlage vollkommen vergärt werden könnte. Insbesondere der Vorteil der Geruchsminderung bei der Ausbringung der ausgegasteten Gülle wurde in dieser Fremdenverkehrsregion positiv bewertet. Die Umsetzung der Hofbiogasanlagen wurde zurückgestellt und die Projektentwicklung eine Biogasgemeinschaftsanlage vorangetrieben.

Im Jahr 2001 stellte die neu gegründete Gesellschaft Biokraft Föhr GmbH & Co KG im Rahmen der Initiative Biomasse und Energie einen Förderantrag für eine Biogasgemeinschaftsbiogasanlage mit einem jährlichen Substratdurchsatz von ca. 95.000 to/a. Das geplante Investitionsvolumen ist mit ca. 4,3 Mio. € und einem Förderbedarf von ca. 1,7 Mio. € kalkuliert worden.

Die zentralen Fragestellungen der Projektkonzeption hinsichtlich Substratverfügbarkeit und Standort sind mit den maßgeblichen Akteuren konkretisiert worden. Wesentliche Voraussetzung für die effiziente Umsetzung dieser Anlagenkonzeption ist die Möglichkeit der Verwertung der verfügbaren Nutzwärme durch Abnehmer. Insbesondere vor diesem Hintergrund ist die technische und genehmigungsrechtliche Realisierbarkeit sowie Wirtschaftlichkeit einer Biogasgemeinschaftsanlage auf Föhr nach wie vor nicht abschließend geklärt.

Dennoch besteht weiterhin die Motivation die Planung der Biogasanlage umzusetzen. Zur Unterstützung der Projektentwicklung ist ein Projektkoordinator zu beauftragen.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit dem Erneuerbaren Energiengesetz führen zu einer Steigerung der Anlagenzahlen auf Bundes- und auf Landesebene und tragen zu einer dynamischen Entwicklung der Biogastechnologie bei.

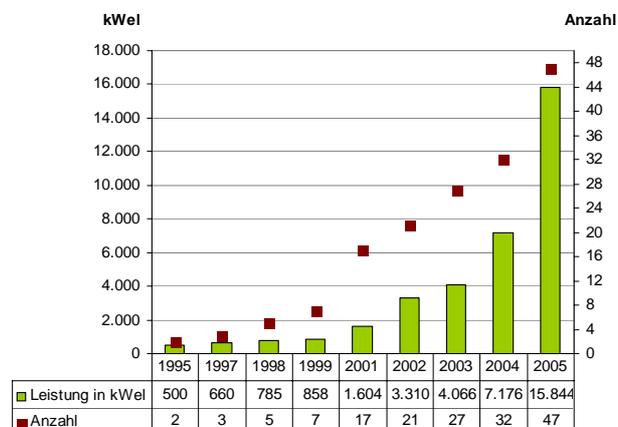


Abbildung: Anzahl und installierte Leistung von Biogasanlagen in Schleswig-Holstein (Stand: 10/05)

Die Entwicklung lässt eine weitere Zunahme der Anzahl und Leistung von Biogasanlagen in Schleswig-Holstein erwarten. Bei der Entwicklung ist mit einem weiteren Optimierungspotenzial bei der Verfahrenstechnik und Substratlogistik bzw. -verfügbarkeit (Ertragsteigerungen durch Züchtungen) zu rechnen. Innovative Technologien (z.B. Trockenfermentationsverfahren) und Konzeptionen (Biogasnetzeinspeisung und Biogasnutzung als Treibstoff) erweitern zukünftig das Anwendungsspektrum der Biogastechnologie.

Zukünftige Projektentwicklungen auf Föhr werden aufgrund der Erfahrungen der vergangenen Jahre profitieren durch:

- ausgewertete Betriebsergebnisse von Anlagen, die sich bereits länger im Betrieb befinden,
- zunehmende Referenzen der Anlagenhersteller,
- dem wachsenden Engagement der Hochschulen sowie
- zielgruppenspezifische Informationsangebote des Landes (u. a. durch Institutionen wie der Landwirtschaftskammer und dem Fachverband Biogas e.V.)

Die Umsetzungsfähigkeit zweier individueller Vorhaben auf Föhr, die im Laufe des Jahres konkretisiert wurden, wird Anfang 2006 auf Basis vorliegender Angebote durch die potenziellen Investoren bzw. Unternehmer geprüft. Im Rahmen der Initiative Biomasse und Energie bzw. des EU-Projektes „ProBioEnergy“ (siehe www.zukuenftig-bioenergie.de, www.probioenergy.net) könnten die Projektentwicklungen weiterhin unterstützt werden.

Günstige Rahmenbedingungen für Biogas

Lange schon wird auf Föhr die Idee verfolgt, in Biogasanlagen Energie zu erzeugen. Doch konnte trotz vieler Planungen bisher kein konkretes Ergebnis erzielt werden. Im Rahmen des Projektes „Energievision Uthlande“ soll nun ein neuer Anfang gewagt werden.

Oldsum/Föhren

Dem Gestank der Gülle, der regelmäßig zu Beschwerden der Urlauber führt, ist es zu „verdanken“, dass schon vor knapp zehn Jahren die Idee diskutiert wurde, dezentrale Biogasanlagen bei den landwirtschaftlichen Betrieben zu erstellen. Gutachten hatten nämlich ergeben, dass die Geruchsbelästigung nach der „Verarbeitung“ durch Bakterien deutlich geringer wird, die Düngerqualität der Gülle steigt und außerdem energetisch hochwertiges Gas produziert werden kann.

Die Verwirklichung dieses Vorhabens kam letztlich in der ganzen Zeit nicht richtig voran, weil die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage damals auf etwas wackeligen Beinen stand. Auch Planungen der Landwirte, in Borgsum eine Großanlage zu erstellen, haben noch zu keinem Ergebnis geführt, da unter anderem die Nutzung der erzeugten Wärme nicht be-



Gülle würde nach der Verarbeitung in einer Biogasanlage kaum noch anrücklich aufs Feld kommen.

Foto: dpa

friedigend gelöst werden konnte. Doch nun gibt es das neue Energie-Einspeisegesetz, das für die kommenden 20 Jahre eine bessere Vergütung des eingespeisten Stromes garantiert, wodurch der Betrieb einer Biogasanlage wirtschaftlicher geworden ist.

Um die Zukunftsperspektiven von Biogas auf Föhr zu diskutieren, hatte die Insel- und Halligkonferenz im Rahmen des Projektes „Energievision Uthlande“ nach Oldsum eingeladen, und Annemarie Lübcke vom Regionalbüro konnte sich dabei über sehr großes Interesse der Landwirte freuen.

Als sachkundiger Referent war Erik Brauer von der Ener-

gieagentur der Investitionsbank Schleswig-Holstein gekommen. Er verwies darauf, dass die Rahmenbedingungen für Biogas zurzeit so günstig wie noch nie seien. Die Technik funktioniere sehr gut und die steigenden Energiekosten arbeiteten für die Erzeuger regenerativen Stromes. Dementsprechend sei auch das Interesse potenzieller Betreiber gestiegen, konnte der Vertreter der Energieagentur berichten.

Brauer warnte die Landwirte jedoch davor, sich Hals über Kopf in das Geschäft mit dem Biogas zu stürzen. Intensive Vorarbeiten, genaue Berechnungen und ein überzeugendes Konzept für die Finanz-

partner bei den Banken seien die Voraussetzung. Der Betreiber solch einer Anlage könne dann mit dem Biogas Geld verdienen, wenn er sich außerdem intensiv mit der Anlage befasse und ständig versuche, die Abläufe weiter zu optimieren.

Auch mit den möglichen Trägerstoffen des Anlagenbetriebs setzte sich Brauer auseinander. Neben dem Einsatz von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen, wie zum Beispiel Mais, sei auch die Verwertung der Speisereste aus Gastwirtschaften möglich. Sie seien zwar sehr energiereich, hätten jedoch den Nachteil, dass sie vor dem Verlassen der

Biogasanlage hygienisiert werden müssen.

Im Verlauf der Diskussion zeigte sich, dass die Föhrer Landwirte der Produktion von Biogas nach wie vor sehr aufgeschlossen gegenüber stehen und auch konkrete Pläne zur Erstellung kleinerer Anlagen bereits verfolgt werden.

ANZEIGE

LETZTE CHANCE
DAUERKARTENVORVERKAUF
SAISON 2005/2006
NUR NOCH BIS ZUM
23. APRIL 

Quelle: www.shz.de 22.04.2005

2.3.5 Neubau Einfamilienhaus Gloy auf Föhr

Objektbeschreibung

Objekt:	Einfamilienhaus
Straße:	Scholk
Ort:	25938 Süderende, Föhr
Auftraggeber:	B & B Gloy
Gebäudetyp:	Wohngebäude, Satteldach, kein Keller
Bauweise:	Holzständerbauweise mit Holzvor- satzschale
Baujahr:	2005

Allgemeine Beschreibung

Familie Gloy plante auf Föhr den Neubau eines Einfamilienhauses in Holzständerbauweise. Die Beheizung und Warmwasserbereitung sollte über ein komplexes System aus Erdwärmenutzung mit Tiefbohrungen, Solarkollektoren zur Warmwasserbereitung und Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung erfolgen. Der über die Außenbauteile ermittelte Kennwert des Transmissionswärmeverlustes lag in der ersten Planung bei 73 % des Höchstwertes gemäß Energieeinsparverordnung.

Im Rahmen des Projektes „Energievision Uthlande“ sollte untersucht werden, ob das Gebäudekonzept hinsichtlich der Außenbauteile und der geplanten Anlagentechnik optimal aufeinander abgestimmt ist, bzw. ob hier noch Optimierungspotenziale gehoben werden können.

Die Untersuchung des Gebäudekonzeptes mit Hilfe des IB.ImmoCheck ergab zunächst Verbesserungsmöglichkeiten im Bereich der Dämmung der Außenbauteile. Durch diese Maßnahmen konnte eine effizientere Heizungsanlage vorgeschlagen werden, die geringere Investitionskosten verursacht und weniger Primärenergie benötigt.

Im Ergebnis wurden verbesserte Dämmeigenschaften des Daches, der Sohle und der Fenster in Kombination mit einer Heizanlage mit Pelletkessel und Solarthermie, sowie einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung vorgeschlagen.

Die Höchstwerte der Energieeinsparverordnung für Neubauten konnte so um ca.47% beim Transmissionswärmeverlust und um 65% beim Primärenergiebedarf unterschritten werden.



Die auf den Inseln und Halligen der Region Uthlande vorhandenen Transportschwierigkeiten für Güter aller Art warf zunächst die Frage nach der Pelletversorgung der vorgeschlagenen Anlage auf. In Zusammenarbeit mit regionalen Fachplanern und Logistikunternehmen wurden einige Möglichkeiten zum Transport und zur Lagerung von Holzpellets untersucht.

Es konnten für die Insel Föhr sowohl beim Baustoff - Fachhandel, als auch bei einer Lieferfirma für Räucherholzspäne sowie einem Mineralölhändler vergleichsweise kostengünstige Möglichkeiten für den Transport und die Lagerung von Holzpellets recherchiert werden, die eine Perspektive zur Versorgung mit Holzpellets aufzeigt.

Die Akzeptanz der vorgeschlagenen Verbesserungsmaßnahmen bei den Bauherren konnte aufgrund des zwischenzeitlich begonnenen Bauvorhabens leider nur begrenzt geweckt werden. Die Einbindung günstiger Förderkredite der KfW für besonders energiesparende Bauweisen konnte daher nicht realisiert werden. Letztlich wurde auf die Erdwärmenutzung zugunsten einer Gasbrennwertheizung verzichtet und eine verbesserte Sohlendämmung eingebaut.

Die Projektberatung macht dennoch deutlich, dass zukünftig auch auf den Inseln eine Versorgung mit Pellets möglich sein wird und so durch die Installation eines Pelletkessels die Möglichkeit besteht, besonders günstige Darlehen durch die KfW-Förderbank für Sanierungs- oder Neubauvorhaben zu erhalten.

**Gebäude im ersten Planungsentwurf:
(IST-Variante nach Vorgabe der Bauherren)**

1. Beheizung und Warmwasserbereitung

Wärmepumpe Wasser / Erdreich, Solarkollektor und Stückholzofen im Wohnbereich für Brauchwassererwärmung:

Kosten nach Angeboten: ca. 53.000 Euro

Die Anlagenteile der Heizungsanlage und der Warmwasserbereitung bilden ein sich in Wirkungsweise und Bemessung stark überlagerndes Gefüge. Die Dimensionierung fast aller Anlagenteile erscheint überbemessen. Aufgrund der immensen Kosten für die Tiefbohrungen der Wärmepumpe, bei fraglichem Wirkungsgrad, sind die Energiekosten der gewonnenen Energie gemessen an den anteiligen Investitionskosten unverhältnismäßig hoch. Gleiches gilt für die Lüftungsanlage mit Zu- und Abluft, Wärmerückgewinnung und Erdwärmetauschern.

2. Baukonstruktion

Die baukonstruktiv gewählten Bauteile, Dämmstärken und Qualitäten sind eher als durchschnittlich zu bewerten. Sie erreichen den EnEV-Standard. Der Dämmwert der Fenster mit $U = 1,9 \text{ W/m}^2\text{K}$ sind unterdurchschnittlich.

Energiebedarf im IST-Zustand

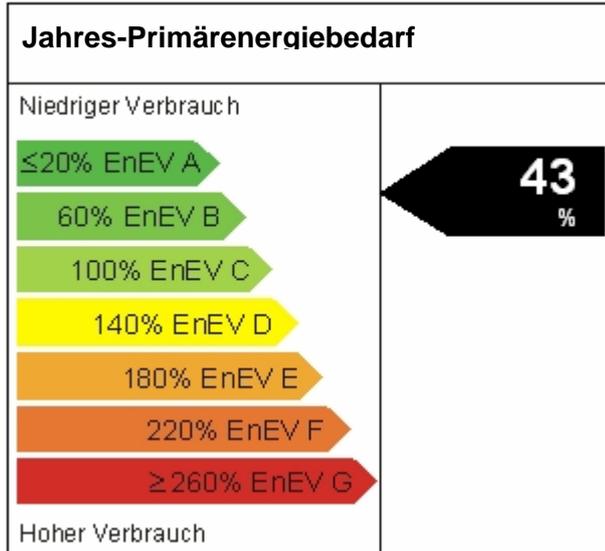
Jahres-Primärenergiebedarf

Zulässiger Höchstwert gem. EnEV:

max QP" 101,80 kWh/(a m²)

berechneter Wert:

QP" 43,30 kWh/(a m²)



Transmissionswärmeverlust

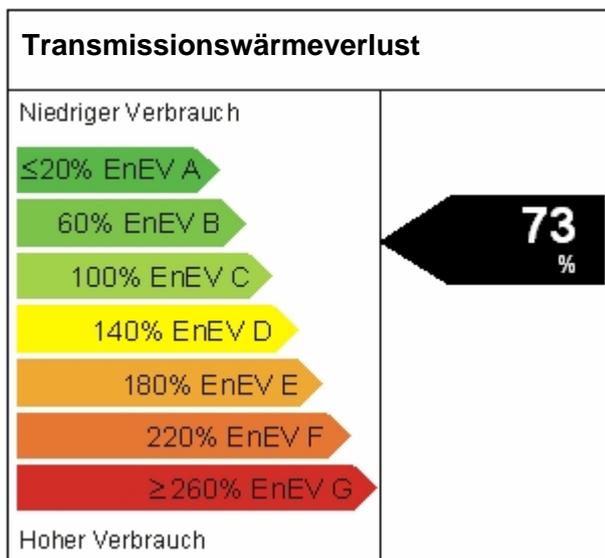
zulässiger Höchstwert:

max HT 0,56 W/(m² K)

errechneter Wert:

HT 0,41 W/(m² K)

(Jeweils bezogen auf die rechnerische Gebäudenutzfläche AN)



Anlagenaufwandszahl

e_p 0,64

Energiebedarf	Bedarf kWh/m²a	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmepumpe + Solar	6,99	7,00	1.837
Hilfsenergie (Strom)	4,29	4,30	1.129

**Gebäude im zweiten Planungsentwurf:
(Variante 1 KfW - 60-Haus)**

1. Änderungen Heizung + Warmwasser

Erdgas-Brennwertkessel mit Solarkollektor für Brauchwassererwärmung und Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ohne Erdwärmetauscher. Kosteneinsparung ca. 27.000 Euro

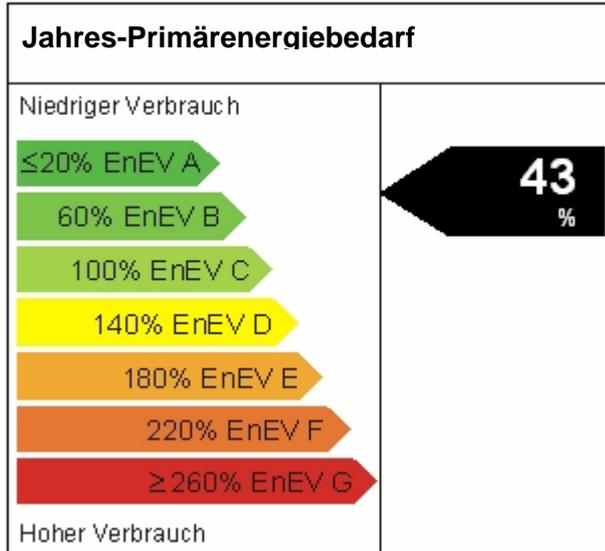
2. Änderungen Baukonstruktion

Die geplanten Fenster ($U = 1,9 \text{ W/m}^2\text{K}$) werden durch durchschnittliche Isolierglasfenster mit U -Wert $1,6 \text{ W/m}^2\text{K}$ und aufgesetzten Sprossen und Stulp ersetzt, die der örtlichen Gestaltungssatzung entsprechen. Die EG-Sohle wird nicht mehr von oben und unten gedämmt (U -Wert = $0,368 \text{ W/m}^2\text{K}$). Es wird nun auf der Sohle ein Dielemboden auf Kanthölzern mit 14 cm Zellulosedämmstoff und Sohlenabklebung eingebaut. (U -Wert = $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$). Die Kosten für die neue Konstruktion sind mit den vorhergehenden etwa gleichwertig, da die Dämmung unter der Sohle durch ihre Belastungsfähigkeit und geringen Wasseraufnahme erhebliche Kosten verursacht. Außerdem kann auf den Schwimmenden Estrich verzichtet werden. Die Betonsohle braucht nun nicht mehr „mitgeheizt“ zu werden, was zu verminderter Heizwärmeabfluss im Bereich der Ringfundamente und Innenwandfundamente führt.

3. Energiebedarf in geplanter Ausführung

Jahres-Primärenergiebedarf

Zulässiger Höchstwert gem. EnEV:		
max QP''	101,80	kWh/(a m²)
Berechneter Wert:		
QP''	43,40	kWh/(a m²)

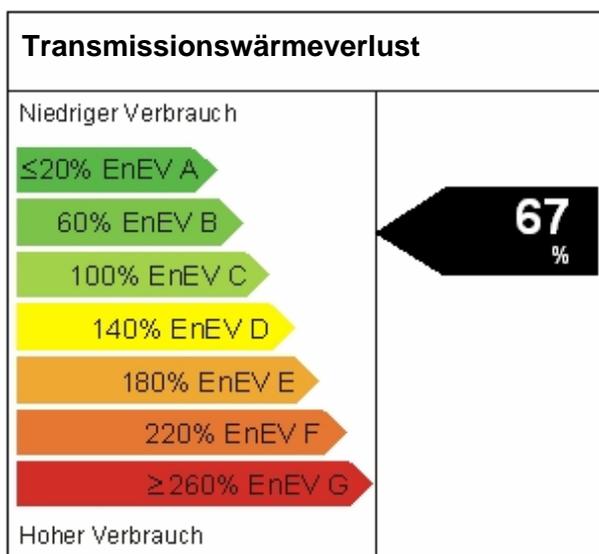


Transmissionswärmeverlust

zulässiger Höchstwert:

max HT	0,56	W/(m² K)
errechneter Wert:		
HT	0,38	W/(m² K)

(Jeweils bezogen auf die rechnerische Gebäudenutzfläche AN)



Anlagenaufwandszahl

e _p	0,68
----------------	------

Energiebedarf	Bedarf kWh/m²a	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Pelletheizung	15,68	15,71	4.123
Hilfsenergie (Strom)	4,24	4,25	1.116

**Gebäude im dritten Planungsentwurf:
(Variante 2 KfW - 40-Haus)**

1. Änderungen Heizung + Warmwasser

Pelletkessel mit Solarunterstützung, Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ohne Erdwärmetauscher.

Mehrkosten ca. 4.000 € für Pelletlager / Silo (3 m³)

2. Änderungen Baukonstruktion

Die Fenster werden weiter optimiert bis zu einem U-Wert von 1,1 W/m²K. Dies entspricht dem aktuellen Standard für Niedrigenergiehäuser. Die Dachdämmung von 16 cm Zellulose zwischen den Sparren wird durch eine weitere Lage von 6 cm Dämmstoff auf den Sparren mit Zellulosedämmstoff erhöht. Die Mehrkosten können durch die Wahl von höheren Sparrenquerschnitten mit größeren Abständen (aufgrund höherer Tragfähigkeit) gering gehalten werden. Das Konstruktionsprinzip bleibt gewahrt.

3. Energiebedarf

Jahres-Primärenergiebedarf

Zulässiger Höchstwert gem. EnEV:

max QP'' 101,80 kWh/(a m²)

Berechneter Wert:

QP'' 35,60 kWh/(a m²)

Anlagenaufwandszahl

e_p 0,66

Transmissionswärmeverlust

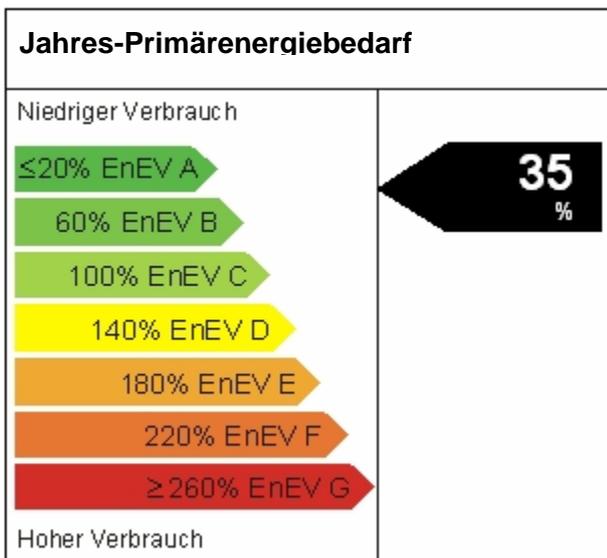
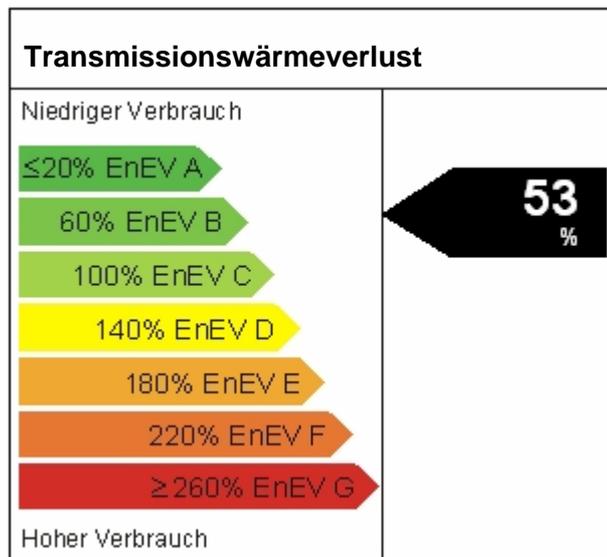
zulässiger Höchstwert:

max HT 0,56 W/(m² K)

errechneter Wert:

HT 0,30 W/(m² K)

(Jeweils bezogen auf die rechnerische Gebäudenutzfläche AN)



Energiebedarf	Bedarf kWh/m²a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m²a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Pelletheizung	8,10	8,12	2.130
Hilfsenergie (Strom)	2,99	3,00	786

4. Weitere energiebezogene Merkmale

Berücksichtigung von Wärmebrücken

Pauschaler Wärmebrückenzuschlag:

0,05 W/ m²K

kritische Punkte nach DIN 4108-6 Bbl 2

Dichtheit und Lüftung

Luftdichtheit nachgewiesen (Blowerdoor-Test)

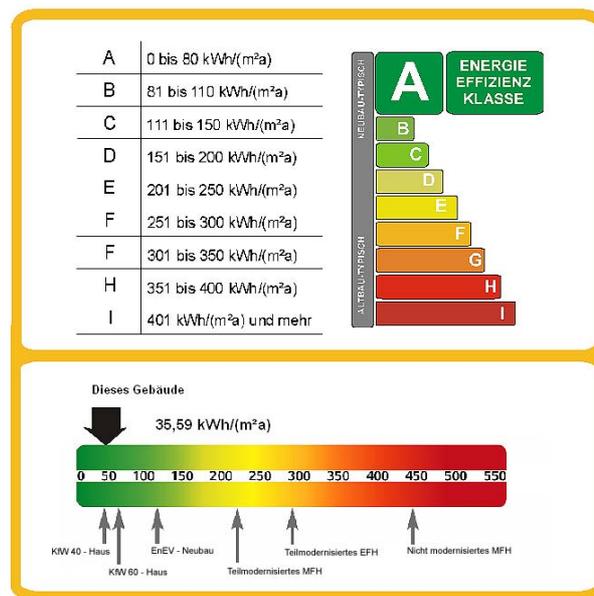
Mindestluftwechsel erfolgt durch

Kontrollierte Be- und Entlüftungsanlage

Sommerlicher Wärmeschutz

Nachweis nicht erforderlich, weil der Fensterflächenanteil 30% nicht überschreitet.

DENA-Energiepass-Label



6.1 Wärmeverluste

CO ₂ -Emission	kg/m ² a (Wohnfläche)	kg/m ² a (EnEV)	kg/a
CO ₂ -Äquivalent	2,21	2,21	581

Nachweisverfahren für Variante 2 KfW 40-Haus

(- 45 % HAT, Q_p < 40 kWh/m²a)

Berechnung im HP-Verfahren

Verluste durch Flächen	Fläche m ²	U-Wert W/(m ² K)	Reduktionsfaktor f _T	W/K
Satteldach	205,70	0,166	1,00	34,15
Außenwand EG/DG	64,70	0,176	1,00	11,39
Außenwand Spitzboden	24,10	0,176	1,00	4,24
Sohlplatte	130,00	0,247	0,25	8,03
Fenster Süd	13,30	1,100	1,00	14,63
Fenster Ost	11,30	1,100	1,00	12,43
Fenster West	9,70	1,100	1,00	10,67
Fenster Nord	8,70	1,100	1,00	9,57
Tür Süd	3,60	1,100	1,00	3,96
Tür West	4,60	2,000	1,00	9,20
pauschaler Wärmebrücken-zuschlag	475,70	0,050	1,00	23,79

Temperatur-spezifischer Transmissionswärmeverlust H_T	142,05
---	--------

Lüftungsverluste	Luftvolumen m^3	Anteil %	Luftwechsel n [1/h]	c Wh/(m^3K)	Teilsummen H_V
Kontr. Be- und Entlüftung	667,00	100,00	0,36	0,34	81,64
Natürliche Lüftung	0,00	0,00	0,60	0,34	0,00

Temperatur-spezifischer Lüftungswärmeverlust H_V	81,64
--	-------

Bitte beachten, dass nach DIN 4108-6:200-6, 6.2.3 'Maschinelle Lüftung' sich die Luftwechselzahl bei Wärmerückgewinnung wie folgt berechnet: $n = n_{Anl} * (1-\eta_V) + n_x$ [$n_x = 0,2$] Anlagen ohne Luftwechsel werden entgegen der DIN analog behandelt $n = n_{Anl} + 0,2$

Summe temperatur-spezifischer Wärmeverlust $H = H_T + H_V$	223,69
--	--------

Wärmegewinne

* Abminderung aufgrund Rahmenanteil, Verschmutzung und Verschattung

Interne Wärmegewinne	Fläche m^2	spezif. Leistung W/ m^2	Leistung W
Personen und Geräte	262,4	5,00	1.312

Berechnung im Monatsverfahren

Angewendeter Klimadatensatz: Region 2 (Tabelle A.1 aus DIN V 4108-6:2000-11)

Ergebnisse

Heizwärmebedarf	Bedarf kWh/ m^2a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/ m^2a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmebedarf q_h	27,70	27,76	7.286
Wärmerückgewinnung q_{WR}	14,03	14,06	3.690
Wärmebedarf für Warmwasser-Bereitung	Bedarf kWh/ m^2a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/ m^2a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmebedarf q_{TW}	12,47	12,50	3.280

Endenergie-Bedarf	Bedarf kWh/ m^2a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/ m^2a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Wärmepumpe Luft - Wasser	4,16	3,51	1.311
Hilfsenergie (Strom)	2,56	2,16	806

Primärenergie-Bedarf	Bedarf kWh/m ² a (Wohnfläche)	Bedarf kWh/m ² a (EnEV)	Bedarf kWh/a
Primärenergie Q _P	35,51	35,59	9.339

Primärenergiebezogene Anlagenaufwandszahl e _p nach DIN V 4701-10	0,66
---	------

Die Ergebnisse wurden auf Basis der hinterlegten Annahmen ermittelt. Für Abweichungen von den tatsächlich erzielten Ergebnissen kann keine Haftung übernommen werden.

2.3.6 Ideen und Aktivitäten auf Sylt

Als Ergebnis des Auftaktworkshops wurden für die Insel Sylt zunächst das Konzept der solaren Klärschlamm-trocknung in Anlehnung an das geplante Vorhaben in Wyk auf Föhr sowie die Trassenführung und Netzeinspeisung des Bürger-Offshore-Windparks Butendiek thematisiert.

Im einem Termin am 19.05.05 auf Sylt in Keitum mit Vertreterinnen und Vertretern der Energieversorgung Sylt GmbH (EVS), dem Landschaftszweckverband Sylt und der Investitionsbank Schleswig-Holstein wurden weitere Maßnahmen im Rahmen des Projektes konkretisiert und diskutiert:

a) ADS Schullandheim „Gert Lausen Haus“
Der Sanierungsbedarf im Zusammenhang mit abgängiger Heizungsanlage (Erdgas von ca. 1985) wurde im Rahmen des Projektes ermittelt.

Die Möglichkeit einer zentralen Wärmeversorgung weiterer Liegenschaften der ehemaligen Kasernenanlage, ggf. unter Einbindung eines Grundlastholzkessels sollte zukünftig untersucht werden. Dabei wäre zu prüfen, ob Kapazitäten durch einen bestehenden Späneheizkessel der Strandkorbfirma Trautmann eingebunden werden könnten.

Das signalisierte Interesse der EVS bei der Variante einer zentralen Wärmeversorgung auf Basis eines mit Holz befeuerten Grundlastkessel als Contractor aufzutreten, ist bei einer weiteren Projektentwicklung zu berücksichtigen.

[Als regionales Dienstleistungsunternehmen beliefert die Energieversorgung Sylt GmbH (EVS) die Insel Sylt mit Strom, Erdgas, Wärme und Wasser.

Darüber hinaus bietet die Gesellschaft inselweit ihren Wärme-Service an. Die Stadt Westerland, die Gemeinden Sylt-Ost, Rantum, Hörnum sowie die Gemeinde List werden mit Trinkwasser versorgt. Zudem ist EVS Betriebsführer und Verbandsmitglied des Abwasserzweckverbandes Sylt (AZV) (Abwasserwiederaufbereitung) und hat die kaufmännische Betriebsführung für die Albatros-ServiceGesellschaft mbH, einen IT-Dienstleistungsanbieter für kleinere Versorgungsunternehmen, inne.]

b) Offshorewindpark Butendiek

Die Kommunikation zwischen der Geschäftsführung und dem Landschaftszweckverband wird als gut eingeschätzt. Der Landschaftszweckverband erhebt mangels Begründung Widerspruch gegen die beschlossene Ablehnung der geplanten Kabeltrasse durch den Amtsausschuss. Auch die EVS sieht Vorteile für die sichere Energieversorgung der Insel durch 3. Kabeltrasse. Die terminliche Projektrealisierung ist gegenwärtig jedoch unklar.

c) Solare Klärschlamm-trocknung

Das Gutachten der Ingenieurgesellschaft Steinburg „Kosten-Nutzen-Analyse“ zur solaren Klärschlamm-trocknung auf den Inseln Pellworm, Sylt und Föhr vom Oktober 2003 liegt der EVS bzw. dem Abwasserzweckverband vor. Die Analyse kommt zu einer betriebswirtschaftlich positiven Einschätzung auch für den Standort Kläranlage Wenningstedt auf Sylt. Die EVS wird die Vorteilhaftigkeit einer solaren Klärschlamm-trocknung, insbesondere vor dem Hintergrund aktueller Erkenntnisse zum Standort, ggf. unter Berücksichtigung der Projektentwicklung auf Föhr bewerten. Der Flächenbedarf wird allerdings kritisch beurteilt. Der Landschaftszweckverband sieht ausreichende Flächen nördlich der Kläranlage Rantum auch im

Zusammenhang mit notwendigen Ausgleichsflächen durch Hotelbauten in der Gemeinde Rantum

d) Müllproblematik

Aufgrund steigender Entsorgungskosten besteht Handlungsdruck bzgl. Müllentsorgung von Sylt. Die EVS prüft, inwieweit energetisch nutzbare Fraktionen getrennt verfügbar sind. Eine Müllverbrennungsanlage (17. BImSchV) wird als zukünftige Lösung nicht ausgeschlossen.

Im dem Zusammenhang ist eine Studie zu berücksichtigen, die die Möglichkeiten einer Kompostbiogasanlage am Flughafen Gemeinde Sylt Ost untersucht. Ggf. lassen sich Erkenntnisse für zukünftige Maßnahmen ableiten.

e) Kommunale Aktivitäten

Am 31. Oktober informierte die Investitionsbank Schleswig-Holstein in einer "Bürgermeisterrunde" auf Sylt über die Themen aktuelle Förder- bzw. Finanzierungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien und Möglichkeiten des Kommunalen Energiemanagements in Abstimmung mit bereits durchgeführten Maßnahmen (durch EVS und das kommunale Liegenschaftsmanagement) sowie Sanierungs- und Finanzierungskonzept für bestehende Liegenschaften.

Im Rahmen des Projektes "Regionen Aktiv" wurde eine Energiekonzeption für das Infozentrum Hörnum erstellt. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass die Installation einer Pelletanlage im Zusammenhang mit der Verbesserung der Wärmedämmung des Gebäudes eine ökologisch sinnvolle und wirtschaftlich vertretbare Lösung darstellt.

Nach Rücksprache mit dem Projektträger Naturschutzgesellschaft Schutzstation Wattenmeer e.V. wird im Jahr 2006 eine weitere Konkretisierung des Projektes angestrebt. Die Investitionsbank Schleswig-Holstein steht zur Verfügung um bei der Klärung der relevanten Fragestellungen, wie der Finanzierungsfähigkeit, der konkreten technischen Umsetzung und der Verfügbarkeit des Brennstoffs die Naturschutzgesellschaft sowie die Gemeinde Hörnum als Eigentümerin des Gebäudes zu unterstützen.

3. Bewertung und Perspektive

3.1 Der Abschlussworkshop

Der Workshop am 15. Dezember 2005 wurde im Strandhotel Dagebüll durchgeführt und bildete den Projektabschluss. Den Teilnehmern sind die Ergebnisse der Projektarbeit des laufenden Jahres vorgestellt worden. Die Berichte basieren auf aktuelle Untersuchungen und beziehen sich auf Projektansätze mit konkretem Handlungsbedarf und möglicher Übertragbarkeit auf die verschiedenen Regionsteile:

- Maßnahmen zur Energieeinsparung, Sanierungsmöglichkeiten und Nutzung erneuerbarer Energien für die Liegenschaften in der Region
- Gemeinschaftliches Konzept der Geothermienutzung auf der Hallig Hooge
- Die Nutzung von Biogas auf den Inseln - Erfahrungen und Perspektiven
- Möglichkeiten der energetischen Verwertung von Holz auf Amrum
- Wirtschaftlichkeit der solaren Klärschlamm-trocknung auf den Inseln

[Einladung, Tagesordnung, Folienzusammenfassung, Protokoll sowie Teilnehmerliste siehe Anhang A]



Die Empfehlungen zur Fortführung der einzelnen Projekte wurden durch die betroffenen Teilnehmer des Workshops bestätigt und unterstützt. Die Inhalte der abschließenden Diskussion hinsichtlich der Perspektive einer „Energievision Uthlande“ und notwendiger Aktivitäten unter Einbindung der regionalen Akteure und überregionalen Netzwerke werden in den folgenden Kapiteln 3.2 und 3.3 berücksichtigt.



3.2 Übergeordnete regionale Maßnahmen

Die aktuellen Diskussionen mit den Akteuren sowie die Untersuchung der verschiedenen Projektansätze (Kapitel 2) verdeutlichen, dass alle Regionsteile aufgrund der typischen Insellagen von besonderen strukturellen Problemen und Herausforderungen hinsichtlich einer langfristig sicheren und ökonomisch vertretbaren Energieversorgung betroffen sind.

Die Empfehlungen bezüglich des weiteren Vorgehens der untersuchten Modellvorhaben werden im Folgenden zusammengefasst.

- a) Beim Gebäude des ADS Schullandheimes **auf Sylt** sind verschiedenen Instandsetzungsmaßnahmen notwendig. Darüber hinaus können Betriebskostenreduzierungen durch Sanierungsmaßnahmen der Gebäudehülle (Kerndämmung) und Optimierung der Kesseltechnik und BHKW-Auslegung erzielt werden. Im Rahmen einer weiteren Konkretisierung der Sanierung sollte der Architekt Herr Brodersen vom früheren Architekturbüro Hans E. Ernst kontaktiert werden. Dieses Büro hatte im Jahre 1994 bereits Pläne für die Neugestaltung der früheren Torbogenkaserne erstellt und ist mit dem Objekt vertraut. Daneben wäre die Variante einer zentralen Wärmeversorgung unter Einbindung eines Biomassekessels unter Berücksichtigung der umliegenden Liegenschaften, ggf. unter Mitwirkung der EVS Sylt als Contractor, durch die Liegenschaftsträger weiter zu verfolgen.

- b) Das ursprünglich für landwirtschaftliche Nutzung ausgelegte Wohngebäude auf Nordstrandischmoor kann durch verschiedene Sanierungsmaßnahmen den energetischen Neubauzustand im Bereich Außenbauteile (Transmissionswärmeverlust) und Heizungsanlage (Primärenergiebedarf) erreichen. Diese energetischen Maßnahmen sollen unter Einbindung günstiger KfW-Förderkredite finanziert und im Jahr 2006 umgesetzt werden.
- c) Die Untersuchung der langfristigen quantitativen und qualitativen Verfügbarkeit von Holz auf Amrum kommt zu dem Ergebnis, dass es betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, das Restholz auf der Insel energetisch zu verwerten. Im nächsten Schritt wird mit Unterstützung des Amtes eine geeignete Liegenschaft zur Wärmeversorgung mit Holz identifiziert. Im Zuge der weiteren Ausführungsplanung sind die Möglichkeiten der flankierenden Beratung bzw. Förderung im Rahmen der "Initiative Biomasse" und Energie des Landes Schleswig-Holstein zu beachten.
- d) Auf Basis der Studie hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Machbarkeit, wird empfohlen, die Gebäude der "Lorentzwarft / Mitteltritt" auf der Hallig Hooge mit Erdwärme zu versorgen. Im Frühjahr 2006 werden im Zuge der Aufwärtung Erdarbeiten durchgeführt. Es ist zu klären, ob im Rahmen dieser Arbeiten Erdwärmekollektoren am Warftfuß installiert werden können. Diese Maßnahme ist der Ausschreibung zu ergänzen. Parallel wird unter Einbindung der Gemeinde Pellworm und des Amtes für ländliche Räume geprüft, ob möglicherweise Fördermittel im Rahmen der ländlichen Dorfentwicklung die Maßnahme unterstützen könnten. Aufgrund der besonderen Dringlichkeit ist bereits im Januar ein Termin auf der Hallig mit den maßgeblichen Akteuren vorgesehen.

Über die konkrete Untersuchung der Modellvorhaben hinaus wurden weitere Projektansätze im vorliegenden Bericht erfasst. Deren Konkretisierung ist gemeinsam mit den Gemeinden und möglichen Trägern der Maßnahme zu diskutieren, um weitere Handlungsschritte abzustimmen.

Insbesondere die Ansätze im Zusammenhang mit der energetischen Nutzung von Biomasse können

im Rahmen der Initiative Biomasse und Energie bzw. des Projektes ProBioEnergy unterstützt werden.

Aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen ist zu erwarten, dass an mindestens einem Standort eine Biogasanlage noch 2006 auch auf Föhr realisiert wird. Zwei landwirtschaftliche Unternehmen erwarten Anfang 2006 Angebote von Anlagenherstellern, als Grundlage für die weitere Planungs- und Genehmigungsphase.

Auf Sylt und Föhr deuten einzelne Initiativen darauf hin, dass zukünftig das Interesse an der alternativen Wärmeversorgung auf Basis von Holzpellets in privaten Ein- und Mehrfamilienhäusern zunehmen wird. Weitere Informationsveranstaltungen unter Einbindung des regionalen Handwerks sowie die Umsetzung eines regionalen Modellvorhabens, z.B. die Wärmeversorgung des Wattenmeerhauses in Hörnum auf Sylt, sind notwendig, um die Fragen der technischen Machbarkeit sowie der Verfügbarkeit des Brennstoffes zu klären.

Über die im Verlauf des Projektes erarbeiteten direkten Handlungsempfehlungen zu einzelnen regionalen Vorhaben hinaus, können übergeordnete Maßnahmen dazu beitragen, die Ziele einer nachhaltigen Energieversorgung in der Region zu erreichen.

Erfahrungen mit bereits durchgeführten Maßnahmen - hervorzuheben sind die Studien und Aktivitäten auf Pellworm: das LEADER II Projekt „Sonne für Föhr“ sowie im Rahmen des europäischen Kooperationsprojektes „RESWAD - 100 % Renewable Islands“ - zeigen, dass die Nutzung regenerativer Energien vor dem Hintergrund der besonderen klima- und naturgeografischen Gegebenheiten der Region einen Beitrag leisten kann, eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Energieversorgungsstruktur langfristig sicher zu stellen.

Die Energieversorgung der Region ist als Querschnittsaufgabe aller wesentlichen wirtschaftsorientierten Akteure zu betrachten, um insgesamt in der Region von bereits vorhandenen Erkenntnissen und Erfahrungen zu profitieren. In öffentlichen und privaten Gebäuden, im Verkehr und in Handwerksbetrieben müssen gezielte Maßnahmen zur Optimierung des Energieeinsatzes initiiert werden.

Dabei sind die sparsame Nutzung und schrittweise Reduzierung des Einsatzes fossiler Energieträger und die Erweiterung der Versorgungssicherheit und des Eigenversorgungsgrades durch Nutzung regionaler Ressourcen durch regenerative Energien anzustreben.

Im Zusammenhang mit den Empfehlungen der verschiedenen Projektentwicklungen und Studien sowie des aktuellen Projektes „Energievision Uthlande“ sind weiterhin drei wesentliche Handlungsfelder zu beachten und durch einzelne Maßnahmen zu gestalten.

a) Handlungsfeld Energieeinsparung

Bestehende ältere Gebäude in der Region Uthlande haben aufgrund der historisch gewachsenen Bauform und der regionalen Anforderungen an die bauliche Substanz zumeist ähnliche oder vergleichbare bautechnische Bestandteile der Gebäudehülle und Heiztechnik. Selbst die aktuelle Bauweise auf den Inseln und Halligen kann als weitestgehend vergleichbar angesehen werden. Auf Basis von empirischen und repräsentativ zu ermittelnden Daten könnten signifikante Gesichtspunkte für die energetische Planung und Verbesserung neuer und bestehender Gebäude beleuchtet - und in einem Leitfaden zusammengefasst werden. Diese Handlungshilfe für Eigentümer, Bauherren und Planer der Region Uthlande wäre ebenfalls geeignet, als erste Informationsquelle zu energierelevanten Themen, regionalen Akteuren und Beratungsangeboten, sowie ökologischen und ökonomischen Aspekten im Bereich Neubau und Gebäudebestand zu dienen.

Wesentliche Anforderungen an die energetische Qualität eines Gebäudes werden zukünftig im Zusammenhang mit der EU-Richtlinie zur Gebäudeenergieeffizienz gestellt, die eine Erstellung von Energieausweisen (Energiepass) für Gebäude notwendig macht. Die Verankerung der Thematik wird über die beispielhafte Umsetzung bei öffentlichen Liegenschaften in der Öffentlichkeit besonders gefördert.

Vorhandene praxisbezogene Erfahrungen bei der Energiebewirtschaftung, insbesondere öffentlicher Liegenschaften (z.B. das kommunale Liegenschaftsmanagement auf Sylt), könnten für ein regionsübergreifendes Energiemanagement genutzt

werden und weitere Einsparpotentiale und damit verbundene Kostenreduzierungen transparent aufzeigen.

b) Umsetzung von Projekten zur Nutzung regenerativer Energien

Die Möglichkeiten der Projektrealisierung vor dem Hintergrund sich ändernder gesetzlicher und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, wie z.B. Anpassung von Förderprogrammen sowie technologie-spezifische Entwicklungen, erfordert eine stetige Aktualisierung des Kenntnisstandes der maßgeblichen Multiplikatoren in den energierelevanten Themenbereichen.

Eine frühzeitige individuelle Beratung ist notwendig, damit Projektideen gemeinsam mit den zentralen Akteuren (Architekten, Installateure, Genehmigungsbehörden, Finanzierungspartner) vorangetrieben werden können. Das LEADER II Projekt „Sonne für Föhr“ hat beispielsweise gezeigt, dass zunächst nur die gezielte Initialberatung von Interessenten dazu führte, in die damals noch neuartige Solartechnik zu investieren. Diese Erfahrungen werden durch den spezifischen Beratungsbedarf im laufenden Projektjahr bestätigt und verdeutlichen, dass z.B. für eine beschleunigte Einführung der effizienten Nutzung von Holzpellettheizungen auf den Inseln weitere Initialberatungsangebote und ggf. außerordentliche Förderangebote, z.B. im Sinne einer konzertierten Aktion als Modellregion, notwendig sind. Informationen landes- bzw. bundesweiter Aktionen (www.zukuenftig-bioenergie.de) können dafür genutzt werden.

Für eine erfolgreiche Entwicklung komplexer Energieprojekte ist ein Projektkoordinator unbedingt erforderlich. Dieser hat unabhängig von der Trägerschaft des Projektes das unternehmerische Ziel von der Umsetzbarkeit bis hin zur Finanzierungsfähigkeit der Maßnahme von Beginn an zu verfolgen und alle wesentlichen Akteure, u. a. Genehmigungsbehörden und Finanzierungspartner rechtzeitig einzubinden.

Die verschiedenen Fortschritte bei innovativen Technologien mit Forschungs- und Entwicklungscharakter, z.B. die Nutzung von Wasserstoff, sind zu verfolgen und deren Anwendungsfähigkeit auf den Inseln und Halligen gemeinsam mit Experten

(z.B. der Innovationsstiftung Schleswig-Holstein) zu diskutieren.

Es ist zu erwarten, dass auch weiterhin technologie- und regionsspezifische Förderprogramme zur Verfügung stehen, so dass bereits bei ersten Projektideen diese Möglichkeiten u. a. mit Hilfe der Investitionsbank als zentrales Förderinstitut des Landes, auszuloten sind.

c) Information, Koordination und Vernetzung

Der lokale Entwicklungsplan, der 1997 für Pellworm erarbeitet wurde, enthält auch Hinweise für geeignete Infrastrukturen, die nach wie vor im Hinblick auf eine regionale Informationsstrategie berücksichtigt werden können. Auch die Empfehlungen der Studie im Rahmen des ALTENER Projektes „RESWAD - 100% Renewables Islands zielen überwiegend darauf ab, den Informationsaustausch auf Basis bereits durchgeführter Projekte zu intensivieren und themenspezifische Gremien in der Region einzurichten.

Wesentlich erscheint weiterhin die Pflege der regionalen und überregionalen Netzwerkarbeit, um spezifischen Informationsbedarf mit Hilfe von Angeboten zentraler unabhängiger Beratungsstellen wie der Deutschen Energieagentur oder der Investitionsbank Schleswig-Holstein unter Einbindung der maßgeblichen Akteure vor Ort zu decken.

Zur Erreichung einer breiten Partizipation und Kooperation zwischen den regionalen Akteuren und der Vermittlung von Experten könnten kompetente Mitarbeiter bestehender Institutionen wie z.B. des Bauamtes oder regionaler Energieversorger die Funktionen einer zentralen Koordinations- und Beratungsstelle für Energiethemen mit übernehmen und mit dem Regionalmanagement eng kooperieren. Diese Koordinationsstelle könnte die Informationsarbeit zu Energiefragen durch eine regionsübergreifende Öffentlichkeitsarbeit unterstützen.

In der ländlich und touristisch geprägten Region Uthlande nimmt die Bedeutung der Nutzung regenerativer Energien nach wie vor zu. Zur Ausschöpfung der regionalen Potenziale könnten weitere themenspezifische Foren dazu beitragen, den Erfahrungsaustausch innerhalb der Region zu unterstützen, damit die aktuell im Zusammenhang

Neuer Anlauf für Biogas-Diskussion

Insel- und Halligkonferenz lädt ein

Föhr/ Ien – Seit über fünf Jahren wird auf Föhr die Erstellung von Biogas-Anlagen diskutiert. Gerade einer Fremdenverkehrsinsel, so ein Argument, würden sie gut zu Gesicht stehen. Wissenschaftlich nachgewiesen ist nämlich, dass Gülle aus der Biogas gewonnen wurde, ihren penetranten Geruch — Anlass heftiger Klagen — verloren hat.

Anfangs entwickelte sich das Projekt hoffnungsvoll, wobei zunächst einzelne Biogas-Anlage bei landwirtschaftlichen Betrieben, danach eine Gemeinschaftsanlage in Borgsum im Gespräch waren. Seit einiger Zeit scheint aber diese Idee

auf Föhr in der Versenkung verschwunden zu sein.

Im Rahmen des Projektes „Energievision Uthlande“ versucht die Insel- und Halligkonferenz, noch einmal die Nutzung von Biomasse ins Gespräch zu bringen. Dazu lädt sie am kommenden Freitag, 18. November, zum „Biogasforum Föhr“ ein, das um 13.30 Uhr in „Kröger's Dörpskrog“ in Oevenum beginnt. Bei dieser öffentlichen Veranstaltung wird Geschäftsführer Frener von der Biogas-Gemeinschaftsanlage auf Pellworm, die in diesem Jahr noch in Betrieb geht, von seinen Erfahrungen bei der Projektentwicklung berichten

Die Öffentlichkeitsarbeit wird durch die Mitwirkung der Presse unterstützt. (Quelle: www.shz.de vom 16.11.05)

mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen (das Erneuerbare Energiengesetz, das Marktanzreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energie des Bundes, die Förderinitiative Biomasse und Energie des Landes Schleswig-Holstein bzw. der Schleswig-Holstein Fonds sowie Maßnahmen zur ländlichen Dorfentwicklung) besonders günstigen Einstiegsmöglichkeiten in diesen Wirtschaftsbereich wahrgenommen werden können.

Die Einrichtung bzw. Fortführung eines regelmäßigen „Energieforums der Region“ mit Einbindung überregionaler Experten, dient dem Erfahrungsaustausch innerhalb der Region und wird unbedingt empfohlen.

Zur überregionalen Vernetzung von Informations- und Dienstleistungsangeboten, sowie als Forum für den Erfahrungsaustausch könnte eine Internetpräsenz aufgebaut bzw. erweitert werden. Dieses Angebot sollte mit weiterführenden Informationsquellen bei öffentlichen und privaten Anbietern zum Thema Bauen und Energie, z.B. der Deutschen Energieagentur unter www.dena.de oder des Landes www.zukuenftig-bioenergie.de, gekoppelt werden.

Ein regional gegliederter Projektpool könnte darüber hinaus für den Nutzer relevante Planungen und Projekte bündeln und hier weitere Informationsangebote generieren.

Um den Energieverbrauch zu senken, muss das Bewusstsein über die Möglichkeiten des Energiesparens und der Förderung und Finanzierung bei den einzelnen Verbrauchergruppen durch zielgerichtete Informationen weiter gefördert werden. Dafür sind die wesentlichen Multiplikatoren wie Ämter und Gemeinden, Planer, Architekten und Installateure, Finanzdienstleistungsinstitute und Schulen mittels Informationen einzubinden.

Im Zuge des Projektes ergab sich ein Informationsaustausch mit der Föhr-Amrumer Bank e.G. zum Thema Heizen mit schwefelarmem Heizöl bzw. Heizen mit Holzpellets. Ggf. lassen sich zukünftige Kundeninformationsveranstaltungen der Föhr-Amrumer Bank e.G. nutzen, um energierelevante Themen zu präsentieren.

Eine Schlüsselposition haben die Ämter und Gemeinden, um Maßnahmen zur Energieeinsparung und rationellen Energieversorgung bzw. den Einsatz erneuerbarer Energien zu unterstützen. Darüber hinaus können sie bei der Umsetzung öffentlicher Maßnahmen eine Vorbildfunktion übernehmen: Jede zukünftige öffentliche Bau- / Sanierungsmaßnahme sollte hinsichtlich sinnvoller energetischer Kopplungsmaßnahmen und dem Einsatz alternativer Energien überprüft bzw. als Vergabekriterium bei Ausschreibungen berücksichtigt werden.

Eine energetisch sinnvolle Bauleitplanung ist anzustreben.

Ausgeführte vorbildliche Maßnahmen können publiziert werden, um so den regionalen Know-how-Transfer zu unterstützen.

Auch im Rahmen dieses Projektes war es sinnvoll ein Faltblatt zu erstellen, das über die Aktivitäten des Projektes informiert, typische Maßnahmen beschreibt und vor allem aktuelle Hinweise auf zentrale Ansprechpartner liefert.

3.3 Vorschlag für ein Energieleitbild der "Energievision Uthlande"

Das formulierte Energieleitbild dient als Beschlussvorlage für die Mitglieder der Insel und Halligkonferenz. Auf Basis des gemeinsam beschlossenen Leitbildes können zukünftig weitere konkret umsetzbare Maßnahmen identifiziert werden und in ein engagiertes und realistisches Gesamtkonzept der wirtschaftlichen Entwicklung der Region integriert werden. Die Erfahrungen mit bereits durchgeführten Initiativen in der Region Uthlande weisen darauf hin, dass eine erfolgreiche Umsetzung der übergeordneten Ziele im Zusammenhang mit veränderten Rahmenbedingungen eine kontinuierliche Aktualisierung und Anpassung der Maßnahmen und Prioritäten notwendig macht.

Präambel

Die Inseln und Halligen als einzigartiger Natur-, Wirtschafts- und Lebensraum verfolgen gemeinsam das Ziel die nachteilige geographische und wirtschaftliche Randlage in Schleswig-Holstein vorteilhaft zu entwickeln. Dies soll durch Förderung von qualitätsorientierter Landwirtschaft und lokal angepasstem Tourismus, verstärkter Integration von Naturschutzaufgaben und ländlicher Wirtschaftsförderung realisiert werden. Durch die Beteiligung von themenbezogenen Akteuren und der Bevölkerung soll gleichzeitig das regionsbezogene Selbstbewusstsein gestärkt werden. Zur langfristigen Sicherung der Lebensqualität in der Region Uthlande spielt eine nachhaltige Energiepolitik eine außerordentliche Rolle. Aufgrund der typischen Insellagen sind alle Regionsteile von besonderen strukturellen Problemen und Herausforderungen hinsichtlich einer langfristig sicheren und ökonomisch vertretbaren Energieversorgung betroffen.

Die besonderen klima- und naturgeografischen Gegebenheiten der Region tragen dazu bei, dass die Nutzung regenerativer Energien einen Beitrag leisten kann, eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Energieversorgungsstruktur langfristig sicher zu stellen.

Die Energieversorgung der Region ist als Querschnittsaufgabe aller wesentlichen wirtschaftsorientierten Akteure zu betrachten, um insgesamt in der Region von bereits vorhandenen Erkenntnissen und Erfahrungen zu profitieren.

Trotz unterschiedlicher Ausgangsvoraussetzungen im Hinblick auf Maßnahmen zur Energieeinsparung und rationellen Energieversorgung bzw. dem Einsatz erneuerbarer Energien können die Gemeinden der Inseln und Halligen von einer gemeinsamen Strategie zur nachhaltigen Energieversorgung profitieren. Aus diesem Grund formulieren wir ein gemeinsames Leitbild im Sinne einer „Energievision Uthlande“ und eine Kooperationsvereinbarung.

Mit einem Energieleitbild ist „Energie“ zu einem unablässigen Thema bei allen regionsrelevanten Fragestellungen zu platzieren. Übergeordnetes Ziel ist die Verminderung der Belastung von Klima und Atmosphäre und die Sicherung der Wirtschaftskraft der Region. Durch abgestimmte Maßnahmen und Erfahrungsaustausch zwischen den Akteuren im Energiebereich erwarten wir eine umfassendere und effizientere Umsetzung

- der übergeordneten Ziele,
- der Einsparpotentiale bei der Energiebewirtschaftung und die damit verbundene Erreichung einer Kostenreduzierung sowie
- des Aufbaus einer nachhaltigen Energieversorgung.

Die Eigenständigkeit der einzelnen Inseln und Halligen wird dabei immer berücksichtigt.

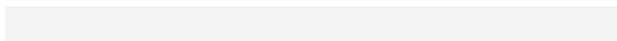
Kooperationsvereinbarung

Wir erklären mit der vorliegenden Kooperationsvereinbarung unsere Bereitschaft, die regionsübergreifenden energierelevanten Themen gemeinsam zu bearbeiten, soweit es im bestehenden Handlungsrahmen möglich ist.

Im Verhältnis zu den für alle Inseln und Halligen identischen politischen und administrativen Kontaktstellen und Kooperationspartnern auf den Inseln und Halligen sowie dem Festland wollen wir bei energierelevanten Fragestellungen soweit wie möglich mit gemeinsamen und abgestimmten Positionen auftreten, da wir davon ausgehen, dass unsere gemeinsam formulierten Anliegen mehr Beachtung erfahren.

Auf Basis dieser Vereinbarung wird eine mittelfristige Ausrichtung der Energiepolitik festgelegt. Die Mitglieder der Insel und Halligkonferenz bekennen sich zu ihrer Verantwortung, die Lebensqualität in der Region Uthlande durch eine zukunftsfähige Energiepolitik langfristig zu sichern.

Die Kooperationsvereinbarung wird im Jahre 2006 den Gemeinden zur Entscheidung vorgelegt.



4. Anhang