



# Energiespeicher Tirol 2050

Kurzfassung

26. Jänner 2024

## Inhalt

<b>1. Veranlassung und Zielsetzung</b>	<b>2</b>
<b>2. Methodik</b>	<b>3</b>
2.1. Grundlagen	3
2.2. Annahmen	3
2.2.1. Wasserkraft	3
2.2.2. Flexibilisierung im Sektor Produktion	4
2.2.3. Verfeinerung Heizsysteme und Lastprofile im Sektor Gebäude	4
2.2.4. Ladeszenarien Elektromobilität im Sektor Mobilität	4
2.3. Modellierung	4
<b>3. Energieressourcen und Energiebedarf 2050</b>	<b>5</b>
3.1. Energieressourcen	5
3.2. Energiebedarf	5
<b>4. Szenarien</b>	<b>6</b>
4.1. Überblick	6
4.2. Normaljahr-Szenario	6
4.3. Dunkelflauten-Szenario	6
4.4. Autarkie-Szenario	7
<b>5. Ergebnisse</b>	<b>7</b>
5.1. Normaljahr-Szenario	7
5.2. Dunkelflauten-Szenario	10
5.3. Autarkie-Szenario	12
<b>6. Ergebnisdiskussion und Erkenntnisse</b>	<b>15</b>
6.1. Normaljahr-Szenario	15
6.2. Dunkelflauten-Szenario	16
6.3. Autarkie-Szenario	17
6.4. Ausblick	17

## 1. Veranlassung und Zielsetzung

Das Land Tirol hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 energieautonom zu werden. Dass dies im Jahressaldo betrachtet möglich ist, zeigen die Ergebnisse der 2021 veröffentlichten Studie „Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenziel 2030“ (EBENBICHLER et al. 2021).

Mit der Abkehr der Nutzung fossiler Energieträger hin zu ausschließlich Erneuerbaren Energieträgern steigt der Anteil der volatilen Energieerzeugung im Tiroler Energiesystem mit verstärkter Nutzung von beispielsweise Sonne und Wind signifikant. Die Strom- und Wärmeerzeugung aus Solaranlagen (Photovoltaik und Solarthermie), Windenergie und Wasserkraft auf der Dargebotsseite wird einerseits zunehmend weniger nachfrageabhängig regelbar – andererseits fluktuiert weiterhin der Bedarf an Strom und Wärme auf der Bedarfsseite. Zukünftig wird es umso wichtiger und herausfordernder werden, das volatile Energiedargebot mit seinen kurz-, mittel- und langfristigen Schwankungen zur Sicherstellung eines hohen Versorgungssicherheitsgrades zeitlich mit der Energienachfrage in Deckung zu bringen.

Der Bedarf eines Ausgleichs zwischen Energiedargebot und -bedarf steigt, wodurch mittel- bis längerfristig die Speicherung von Energie – Strom und Wärme – sukzessive an Bedeutung gewinnen wird. Im Ergebnis stellt das Energiesystem ein komplexes Zusammenspiel zwischen Energiebereitstellung und zeitlich angepasster Energienutzung einschließlich der stärkeren Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität, des temporären Einsatzes flexibler Erzeugungsanlagen und von Energiespeichern sowie des Stromaustausches mit Nachbarregionen dar.

Energiespeicher ermöglichen eine Entkopplung von Angebot und Bedarf über kurze oder längere Zeiträume und gleichen so den zeitlichen Versatz zwischen Energiebedarf und Energieaufbringung aus. Auch wenn die Speicherung von Energie immer mit Speicherverlusten verbunden ist, gelten Energiespeicher als Schlüsseltechnologie der Energiewende.

Das Land Tirol hat daher ein Konsortium bestehend aus Energieagentur Tirol GmbH, Universität Innsbruck (Arbeitsbereiche Energieeffizientes Bauen und Intelligente Verkehrssysteme), Management Center Innsbruck sowie TU Wien beauftragt, eine interaktive Energiespeicher-Modellberechnung durchzuführen.

Der gegenständliche Bericht fasst die Ergebnisse der Modellierung von drei Energiespeicher-Szenarien für Tirol für das Jahr 2050 (Normaljahr-Szenario, Dunkelflaute und Energieautarkie) mit besonderer Betrachtung der sich ergebenden Abweichungen gegenüber dem Energie-Ziel-Szenario 2050 durch Berücksichtigung der Speicherung von Energie in Abhängigkeit von Erzeugung und Nachfrage mit stündlicher Auflösung zusammen. Das auf zahlreichen Annahmen basierende Ergebnis stellt Möglichkeiten dar, wie das Energiesystem des Jahres 2050 aussehen könnte, ist dabei jedoch keine Prognose.

## 2. Methodik

### 2.1. Grundlagen

Die Modellierung des Tiroler Energiesystems im Jahr 2050 basiert insbesondere auf den Studien „Ressourcen- und Technologieeinsatz-Szenarien Tirol 2050“ (EBENBICHLER et al. 2018) sowie „Energie-Ziel-Szenario Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenziel 2030“ (EBENBICHLER et al. 2021), in denen untersucht wurde, wie die künftige Energiebedarfsdeckung unter Abschätzung des benötigten Endenergieeinsatzes und der zur Verfügung stehenden heimischen Energieressourcen im Jahressaldo erfolgen kann sowie den Ergebnissen der Studie „Energiespeicher Tirol 2050. Stufe I – Grundlagen und Vorbereitung Modellberechnung“ (BLOME et al. 2021).

Die diesen Studien zugrundeliegenden Annahmen und Rahmenbedingungen wurden im Vorfeld der gegenständlichen Studie nochmals plausibilisiert, bei Bedarf unter Hinzuziehung von Fachexperten und Stakeholdern adaptiert und verfeinert sowie für Tirol mögliche Speichertechnologien erhoben – siehe auch „Energiespeicher Tirol 2050. Stufe I – Grundlagen und Vorarbeiten Modellberechnung“ (BLOME et al. 2021).

Die durchgeführte Modellierung des Energiesystems umfasst im Wesentlichen den stromgeführten Aufbringungs- und Umwandlungsbereich (Primär- und Sekundärenergie-Ebene) inklusive diverser Energieerzeugungs- und -umwandlungsanlagen sowie Energiespeicher unter Beibehalt des im Rahmen des „Energie-Ziel-Szenario Tirol 2050“ ermittelten Endenergieeinsatzes.

### 2.2. Annahmen

Zur Abbildung des Energiesystems Tirol samt notwendigem Speicherbedarf wurde als Systemgrenze – analog zu den angeführten Vorstudien – die geographische Grenze Tirols gewählt. Als energiewirtschaftliche Realität wurden grenzüberschreitende Stromexporte und -importe betrachtet, die das Energiesystem in Tirol heute – und voraussichtlich auch im Jahr 2050 – beeinflussen. Daher wurden systemergänzend auch die Nachbarregionen Rest-Österreich, Schweiz, Italien und Deutschland mit entsprechenden Annahmen sowie aufgrund seiner starken Rolle in Mitteleuropa als bedeutender Stromerzeuger und -verbraucher mit ausgeprägten Wechselwirkungen auf die modellierten Regionen auch Frankreich in das Modell aufgenommen.

Szenarienspezifisch wurde einerseits die energieträgermäßig zur Verfügung gestellte Energiemenge, andererseits die bedarfsseitig benötigte Energiemenge in stündlicher Auflösung gegenübergestellt.

In Ergänzung zu den in den „Ressourcen und Technologieeinsatz-Szenarien Tirol 2050“ (EBENBICHLER ET AL. 2018) und „Energie-Zielszenario Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenzielen 2030“ (Ebenbichler et al. 2021) dargelegten Grundlagendaten und Rahmenbedingungen wurden darüber hinaus insbesondere folgende „verfeinerte“ Annahmen getroffen:

#### 2.2.1. Wasserkraft

Es wurde verstärkt zwischen Laufwasserkraftwerken einschließlich kleinerer Speicherkraftwerke einerseits und großen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken differenziert. Während die Laufwasserkraft mit ihrer Erzeugungs-

charakteristik weitestgehend gemäß den Daten der genannten Vorstudien übernommen wurden, erfolgte für den Bereich große Speicher-/Pumpspeicherkraftwerke eine Abstimmung mit den Betreibern mit Erarbeitung einer vereinfachten Darstellung der Betriebsweise und somit der Erzeugungscharakteristik.

### 2.2.2. Flexibilisierung im Sektor Produktion

Bei der zeitlichen Auflösung der Schneeproduktion zur skiflächendeckenden Kunstschneeproduktion wurde im Rahmen der Szenarien-Modellierung von einer Einführung eines Schneemanagements ausgegangen, womit die heutzutage auftretenden Last-Spitzen gekappt werden und diese über das Modell für die relevanten Zeiten November bis April verschiebbar abgebildet werden.

### 2.2.3. Verfeinerung Heizsysteme und Lastprofile im Sektor Gebäude

Im Gebäudebereich wurden Bedarfsprofile von Wohngebäuden (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser klein und groß) und Nichtwohngebäuden (Büros, Hotels und Industriegebäude) berücksichtigt. Ergänzend neben dem Stromprofil wurde auch das Wärmelastprofil für an die Fernwärme angeschlossene Gebäude erstellt.

### 2.2.4. Ladeszenarien Elektromobilität im Sektor Mobilität

Für den Bereich Mobilität erfolgte eine Verfeinerung der Grundlagendaten hinsichtlich möglicher Ladeszenarien im Bereich der E-Mobilität.

## 2.3. Modellierung

Die Durchführung der Modellierung von Energieszenarien erfolgte über das Energiesystem-Modell Balmorel (BALtic MOdel for Regional Electricity Liberalisation) (<http://balmorel.com>), einer Open Source-Anwendung zur Analyse des internationalen Strom- und Wärmesektors. Die Modellierung der Energiespeicher unter Berücksichtigung des angenommenen Zubaus erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen in Tirol gemäß „Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenziel 2030“ (EBENBICHLER et al. 2021) (Tab. 1) umfasst ein Investitions- und Kraftwerkseinsatzplanungsmodell, welches die Speicherdynamiken zeitlich hochaufgelöst – stündlich für ein ganzes Jahr – unter Berücksichtigung des Stromaustauschs mit Nachbarregionen abbildet.

Tab. 1: Angenommener, dem Modell vorgegebener Zubau elektrischer Erzeugungs- und Speicheranlagen in Tirol im Jahr 2050 in der Energiesystemmodellierung.

Technologie	Installierte Leistung/Speicherkapazität	Volllaststunden
Windkraft	108,7 MW <sub>el</sub>	2.300 Std.
Laufwasser	1.196,4 MW <sub>el</sub>	4.463 Std.
PV Dach	3.316,6 MW <sub>el</sub>	954 Std.
PV Freifläche	557,8 MW <sub>el</sub>	954 Std.
Dezentrale Batteriespeicher	447,8 MW <sub>el</sub> 895,6 MWh <sub>el</sub>	Endogen

Balmorel liefert als Ergebnis unter Berücksichtigung der vorgegebenen Anlagen (Tab. 1) benötigte Erzeugungs- und Speicherkapazitäten und deren stündlichen Einsatz, Brennstoffverbrauch, Stromexporte und -importe, Emissionen, Investitionen in Erzeugungsanlagen und Speicher, Preise für gehandelte Energie und Gesamtsystemkosten. Hierbei werden maximal mögliche Potenziale als Obergrenze vorgegeben. Die Modellierung ist eine Optimierung im Sinne einer Minimierung der Gesamtsystemkosten, wobei der Erzeugungs- und Speicherausbau gemäß Zielszenario Tirol (EBENBICHLER et al. (2021) bis 2050 als gegeben angenommen wurde und der Ausbau darüber hinaus kostenoptimal unter Berücksichtigung der techno-ökonomischen Annahmen (z.B. Technologiepreisentwicklung) im Modell erfolgte.

### 3. Energieressourcen und Energiebedarf 2050

#### 3.1. Energieressourcen

Tirol ist reich an nutzbaren, erneuerbaren Energieressourcen. Gemäß „Energie-Ziel-Szenario Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenziel 2030“ (EBENBICHLER et al. 2021) werden zur auf nahezu 100% Erneuerbaren basierenden Energiebedarfsdeckung sämtliche nutzbaren Energieressourcen Tirols benötigt. Diese sind optimal in die Energiebedarfsdeckung Tirols einzubinden.

Die – auch mengenmäßig – erkannten nutzbaren Energieressourcen Tirols sind in den bereits genannten Studien der Jahre 2018 und 2021 angeführt.

#### 3.2. Energiebedarf

Eine der wesentlichen Annahmen der gegenständlichen Studie ist, dass die spezifische Energiedienstleistung in der Nutzenergie gegenüber „heute“ gleichbleibt. Damit werden keine Verhaltensänderungen wie zum Beispiel Einschränkungen des derzeitigen Handelns (Mobilität, Heizen, Kühlen etc.) unterstellt.

Unter Berücksichtigung von prognostiziertem Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum, Kfz-Bestand etc. wurden die in Tab. 2 dargestellten End- und Nutzenergiebedarfe für 2050 ermittelt.

Tab. 2: Prognostizierter End- und Nutzenergiebedarf in Tirol im Jahr 2050.

Sektor	Nutzenergiebedarf 2050	Endenergiebedarf 2050
Mobilität	8.101 TJ	10.861 TJ
Produktion	14.001 TJ	19.329 TJ
Gebäude/Sonstige	20.391 TJ	23.190 TJ
<b>Summe</b>	<b>42.494 TJ</b>	<b>53.380 TJ</b>

## 4. Szenarien

### 4.1. Überblick

Im Rahmen eines interaktiven Prozesses wurden seitens des Projektkonsortiums die zu untersuchenden Szenarien Normaljahr, Dunkelflaute und Energieautarkie bestimmt und definiert, die sich durch den hinterlegten Grad von Extremwetterereignissen und Autarkie unterscheiden, welche wiederum Einflüsse auf das Dargebot erneuerbarer Energie und die Möglichkeit eines Energieaustauschs mit dem Umland haben.

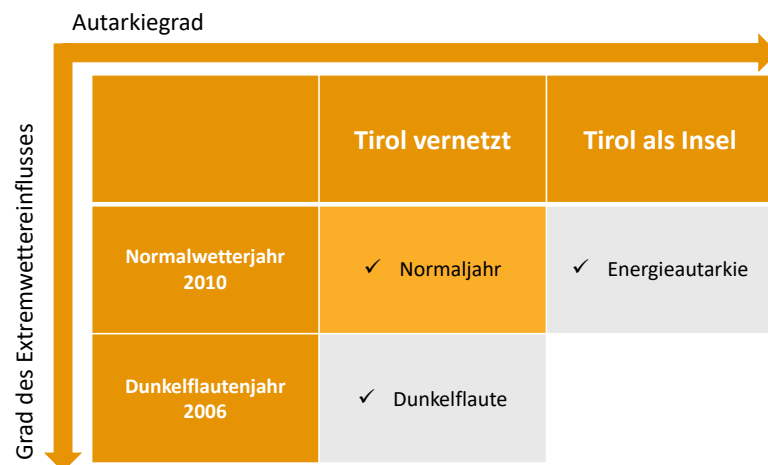


Abb. 1: Überblick zum Autarkiegrad der untersuchten Szenarien.

### 4.2. Normaljahr-Szenario

Das Normaljahr-Szenario als Referenzszenario bildet die Basis zur Beurteilung der weiteren betrachteten Szenarien. Ihm zugrunde liegt ein „normales, typisches“ Wetterjahr (Referenzwetterjahr 2010) ohne extremen Wetterverhältnissen wie starke Hitzeperioden, langanhaltende, überdurchschnittliche Kälteperioden oder ähnliches. Das Tiroler Stromsystem wird im Hinblick auf die Anbindung an die Nachbarregionen als in hohem Maße vernetzt betrachtet. Der stromseitige Vernetzungsgrad spiegelt die heutige Realität wider, wobei für die Entwicklung der entsprechenden Übertragungskapazitäten bis 2050 ein weiterer Ausbau unterstellt wurde, so dass ein Austausch von Energie zwischen Tirol und den Nachbarregionen nach Bedarf jederzeit möglich ist.

### 4.3. Dunkelflauten-Szenario

Ergänzend zur Betrachtung des Normaljahr-Szenarios mit normalem, typischem Wetterverhalten berücksichtigt das Dunkelflauten-Szenario den Wettereinfluss eines Jahres mit ausgeprägter winterlicher Dunkelflaute (gewählt: Wetterjahr 2006, Dunkelflaute im Feber) und damit kombiniert die Effekte von verringerter Erzeugung aus Laufwasserkraft, Photovoltaik und Windenergie sowie erhöhter Nachfrage durch niedrige Temperaturen über einen längeren Zeitraum.

Das Dunkelflauten-Szenario geht davon aus, dass Tirol grundsätzlich weiterhin Teil des Europäischen Energiesystems mit Austauschmöglichkeiten ist. Da in der Vergangenheit immer wieder großflächige Wetterlagen in Europa herrschten, in denen länderübergreifend im gleichen Zeitraum Windflauten und/oder kalte Temperaturen sowie geringe solare Einstrahlung aufgrund der Jahreszeit stattfanden, stellt sich die Frage nach der Aufrechterhaltung der Tiroler Energieversorgung bei einem sukzessive zunehmenden Anteil volatiler Energieträger in der Bedarfsdeckung, wenn in Zeiten von inländischer Windstille und geringer solarer Einstrahlung auch in den Ländern, aus denen in diesen Fällen normalerweise Energie bereitgestellt wird, keine Energie für Tirol zur Verfügung gestellt werden kann.

Das Dunkelflauten-Szenario soll den erhöhten Speicherbedarf und die Speicherbeschaffenheit gegenüber den Anforderungen im „Normaljahr“-Szenario darstellen, die nötig sind, einen definierten Zeitraum von wenigen Wochen durch die eigene Energieerzeugung sowie Rückgriffe auf im Land gespeicherte Energie zu überbrücken. Grundsätzlich besteht in diesem Szenario die Möglichkeit, ausländische Ressourcen zu nutzen, allerdings findet die Dunkelflaute im Ausland im gleichen Zeitraum statt, was im Modell berücksichtigt ist.

#### 4.4. Autarkie-Szenario

Das Energieautarkie-Szenario betrachtet als „Extrem-Szenario“ die Auswirkungen auf das Tiroler Energiesystem, wenn das Tiroler Energiesystem losgelöst und isoliert vom Tirol umgebenden Europäischen Energiesystem fungiert – ohne Austauschmöglichkeiten von Energie mit dem Umland. Analog zum „Normaljahr-Szenario“ wurde von normalen, typischen Wetterverhältnissen ausgegangen – also das Referenzwetterjahr 2010 verwendet.

Das Szenario stellt somit die Energiebedarfsdeckung innerhalb eines Normal-Wetterjahres in Tirol zu jeder Zeit durch die eigenen heimischen Energieressourcen unter Berücksichtigung von – im Vergleich zu den vorgenannten Szenarien größeren – Energiespeichern sicher. Die Berücksichtigung von Extremwetterlagen innerhalb des zugrundeliegenden Jahres würde den Speicherbedarf weiter erhöhen. Das Energieautarkie-Szenario wird aufgrund des hohen Grades der Vernetzung im europäischen Stromverbund als fiktiver Extremfall gesehen.

## 5. Ergebnisse

### 5.1. Normaljahr-Szenario

Der anvisierte Umbau zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem erhöht die Wetterabhängigkeit auf der Erzeugungsseite und rückt die Bedeutung steuerbarer Komponenten wie Speicher oder steuerbare Lasten in den Fokus. Bei der Modellberechnung wurde eine vollständige Nachfragedeckung als Prämisse vorausgesetzt.

Die Modellierung des „Normaljahr-Szenarios“ zeigt, dass das Tiroler Energiesystem aufgrund der topographischen Voraussetzungen und der vorhandenen Energieinfrastruktur bzw. der geplanten Erweiterungen generell auf vergleichsweise soliden Beinen steht.



Hinsichtlich Speicher zeigte die Modellierung für das Stromsystem ergänzend zum hinterlegten Anlagenausbau gemäß „Energie-Ziel-Szenario 2050 und 2040 mit Zwischenzielen 2030“ einen Bedarf an zusätzlichen Pump- und Speicherwasserkraftwerken und einen Ausbaubedarf bei SynCH<sub>4</sub>-Kavernenspeichern. Ergänzend wurde im Modell auch in geringem Ausmaß in Tagesspeicher für Wasserstoff investiert – hauptsächlich, um kurzfristige stromseitige Erzeugungsüberschüsse zu nutzen. Von immenser Bedeutung ist auch eine starke Netzanbindung Tirols an die Nachbarregionen. Auf der Wärmeseite wurden wenige thermische Fernwärmespeicher zugebaut. Für die verschiedenen Technologien wurden durch das Modell vorab definierte Potenzialgrenzen für den Ausbau berücksichtigt – das heißt, manche Technologien wie zum Beispiel die Windkraft wären ohne definierte Zubaugrenzen durch das Modell stärker ausgebaut worden.

Die zusätzlich benötigten Zubauten von Erzeugungsanlagen und Speicherkapazitäten gemäß Modell unter Berücksichtigung der angenommenen Potenzialgrenzen sind Tab. 3 zu entnehmen.

Die Bilanz der Residuallast auf monatlicher Basis zeigt Stromüberschüsse in den Monaten April bis November, während in den Wintermonaten Dezember bis März eine Unterdeckung vorherrschen würde. Zum Ausgleich dieses saisonalen Ungleichgewichts helfen langfristige Speicher wie SynCH<sub>4</sub>-Kavernenspeicher, aber auch die Speicher- und Pumpspeicherwasserkraft.

Für die Bereitstellung von 53.380 TJ Endenergie ist auf der Erzeugungsseite der Einsatz von rund 73.400 TJ erforderlich – darunter

- > rund 32.800 TJ aus Wasserkraft,
- > rund 15.200 TJ aus Photovoltaik,
- > rund 12.700 TJ aus Holz sowie
- > rund 9.200 TJ aus Umweltwärme.

Tirol weist im Jahr 2050 gemäß Modellergebnis eine starke Saisonalität im Strom-Export- und -Importverhalten auf. In der monatlichen Bilanzbetrachtung exportiert Tirol in den Monaten Mai bis September Strom, während das Winterhalbjahr von Stromimporten nach Tirol gekennzeichnet ist (Abb. 2). Im Jahressaldo exportiert Tirol 1.033 GWh mehr Strom als es importiert – ist demnach Nettoexporteur von Strom.

Tab. 3: Überblick zu Energieerzeugungsanlagen und -speichern des „Energie-Ziel-Szenarios Tirol 2050“ des Jahres 2021 sowie des „Normaljahr-Szenarios“ mit Leistung/ Kapazität sowie Erzeugung/Abgabe.

		Bestand gemäß	Bestand gemäß		
		Zielszenario 2050	Normaljahr-Szenario 2050		
		Leistung / Kapazität	Leistung / Kapazität	Änderung gg. Ziel-Szenario 2050	Erzeugung / Abgabe
<b>Energieerzeugungsanlagen</b>					
Wind	Wind Onshore	109 MW <sub>el.</sub>	109 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	249 GWh <sub>el.</sub>
Wasserkraft	Laufwasserkraft	1.196 MW <sub>el.</sub>	1.196 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	5.325 GWh <sub>el.</sub>
	Speicherkraftwerk	2.296 MW <sub>el.</sub>	2.596 MW <sub>el.</sub>	+ 13%	3.787 GWh <sub>el.</sub>
PV	PV Dach	3.317 MW <sub>el.</sub>	3.317 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	3.154 GWh <sub>el.</sub>
	PV Freifläche	558 MW <sub>el.</sub>	1.116 MW <sub>el.</sub>	+ 100%	1.066 GWh <sub>el.</sub>
WP	Groß-Wärmepumpe	41 MW <sub>therm.</sub>	41 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	251 GWh <sub>therm.</sub>
synth. Gase	Elektrolyse H2		440 MW <sub>el.</sub>		1.471 GWh <sub>H2</sub>
	Methanisierung/synth. Fuels		373 MW <sub>el.</sub>		1.033 GWh <sub>CH4</sub>
KWK/Heizwerke	Biomasse-KWK	20 MW <sub>el.</sub>	40 MW <sub>el.</sub>	+ 100%	60 GWh <sub>el.</sub> 111 GWh <sub>therm.</sub>
	Biomasse-Heizwerk	19 MW <sub>therm.</sub>	19 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	23 GWh <sub>therm.</sub>
	synCH4 KWK-Gasturbine		362 MW <sub>el.</sub>		179 GWh <sub>el.</sub> 37 GWh <sub>therm.</sub>
<b>Energiespeicher</b>					
	Pumpspeicherkraft	128.456 MWh <sub>el.</sub>	128.456 MWh <sub>el.</sub>	+ 0%	1.900 GWh <sub>el.</sub>
	Dez. Batteriespeicher [MW]	896 MW <sub>el.</sub>	896 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	166 GWh <sub>el.</sub>
	Wärmespeicher		2.678 MW <sub>therm.</sub>		30 GWh <sub>therm.</sub>
	H2-Speicher		4.070 MWh <sub>H2</sub>		204 GWh <sub>H2</sub>
	synCH4/Fuel-Speicher		4.000.000 MWh <sub>CH4</sub>		507 GWh <sub>CH4</sub>

Monatliche importierte und exportierte elektrische Energie im Normaljahr

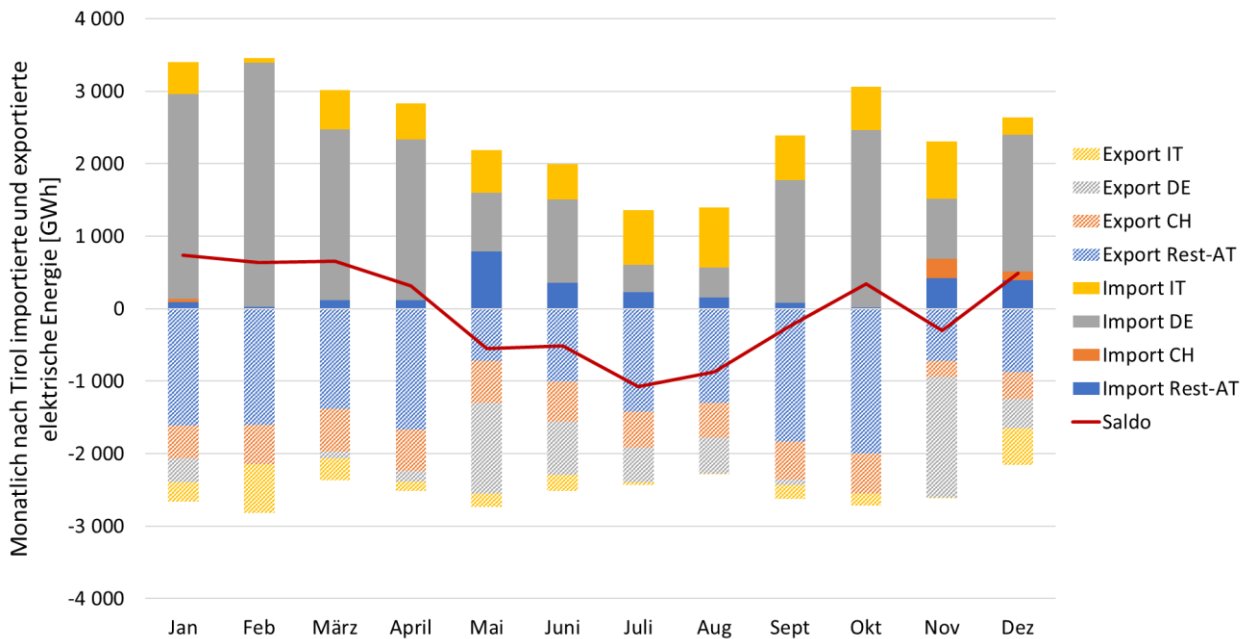


Abb. 2: Monatliche Strom-Export- und -Importbilanz nach Regionen gemäß „Normaljahr“-Szenario.

Folgende Kernaussagen können formuliert werden:

- > Der überregionale Stromaustausch stellt das bedeutsamste Element zum Ausgleich des saisonalen Ungleichgewichts dar. Hiermit können sommerliche Stromüberschüsse genutzt werden, während im Winter Stromimporte helfen, die heimische Nachfrage zu decken. Insgesamt werden im Jahr 2050 rund 108.200 TJ Strom nach Tirol importiert, rund 109.500 TJ exportiert. Hiervon werden rund 88.150 TJ durch Tirol von Deutschland nach Italien und umgekehrt durchgeleitet. Tirol mit seinem hohen Anteil von Wasserkraft im Erzeugungsmix kann im Sommer Strom exportieren, während es im Winter von (Off-shore-) Winderzeugung der nördlichen Nachbarländer profitiert. Voraussetzung für einen Ausgleich saisonaler Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch sind im Vergleich zu heute stark ausgebaute Übertragungsnetzleitungen zu den Nachbarregionen. Zur Deckung kurzfristiger Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage im Stromsystem 2050 helfen vor allem Pump- und Speicherwasserkraftwerke, in geringem Ausmaß Wasserstoff-Tagesspeicher sowie lastseitige Flexibilitäten im Bereich der Elektromobilität und gebäudeseitige Wärmepumpen. Ein systematischer Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur ist notwendig, um Flexibilitäten aus der Elektromobilität nutzen zu können.
- > (Pump-)Speicherwasserkraftwerke sind von immenser Bedeutung – ebenso Tirols starke Netzanbindung an Nachbarregionen. Im Jahr 2050 werden aus Pumpspeicherkraftwerken rund 1.900 GWh Strom in das System eingespeist – rund 29% des im Jahressaldo in Tirol benötigten Stroms (Endenergie).
- > Der Bedarf an zusätzlicher Speicherwasserkraft übersteigt den bis zum Jahr 2050 angesetzten Ausbau um weitere 300 MW<sub>el.</sub> auf insgesamt rund 2.600 MW<sub>el.</sub>
- > Der Bedarf an zusätzlichen PV-Freiflächenanlagen ist gegenüber dem bis zum Jahr 2050 angesetzten Ausbau verdoppelt und beträgt insgesamt rund 1.100 MW<sub>el.</sub>
- > Der Ausbaubedarf an Syn<sub>CH4</sub>-Kavernenspeichern beträgt 450 GWh<sub>CH4</sub> tatsächlich genutzter Speicherkapazität. Dies entspricht einem Speichervolumen von rund 200.000 m<sup>3</sup>.
- > Wasserstoff-Tagesspeicher werden eingesetzt – hauptsächlich, um kurzfristige stromseitige Erzeugungsoberschüsse zu nutzen.
- > Einige (Fern-)Wärmespeicher werden benötigt und bieten in Kombination mit Großwärmepumpen Flexibilität.

## 5.2. Dunkelflauten-Szenario

Im Dunkelflauten-Szenario wurde analysiert, welche zusätzlichen Kapazitäten im Vergleich zu Investitionen basierend auf dem „Normaljahr“-Szenario mit zugrunde gelegtem Wetterjahr 2006 benötigt werden. Im Ergebnis zeigte sich, dass in den Nachbarregionen teilweise zusätzliche Kapazitäten zugebaut werden müssten. Diese werden vor

allem in einer Engpasssituation am Ende des Wetterjahres 2006, welche konzentriert in Frankreich auftritt, benötigt. In den anderen Regionen und auch in Tirol werden gemäß Modellergebnis keine zusätzlichen Kapazitäten benötigt, um die Strom- und Wärmeversorgung während der Dunkelflaute und auch im Verlauf des restlichen Wetterjahres 2006 aufrecht zu erhalten.

Ein expliziter Blick auf den Zeitraum der Dunkelflaute (Kalenderwochen 4 bis 6) lässt allerdings einige Unterschiede in der Betriebsweise der Erzeugungs- und Speicheranlagen im Vergleich zum Normaljahr erkennen.

Es wird an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass das „Dunkelflaute“-Szenario unter perfekter Voraussicht agiert, was es offensichtlich vom realen Stromsystem unterscheidet. Um die Realitätsnähe der modellhaften Abbildung zu erhöhen, wurde mit dem Limitieren der Wasserspeicherstände zu Beginn des Jahres auf 70% (langjähriges Minimum) eine Beschränkung in das Modell eingeführt, die diesen Umstand zumindest teilweise ausgleicht. Da sich die Datengrundlage mit einem abweichenden zugrundeliegenden Wetterjahr im Vergleich zu den anderen Szenarien unterscheidet, können die Ergebnisse des „Dunkelflaute“-Szenarios nicht unmittelbar in Relation zu den Szenarien „Normaljahr“ und „Autarkie“ gesetzt werden. Vielmehr stellt das „Dunkelflaute“-Szenario eine Sensitivitätsanalyse dar.

Für die Bereitstellung von 53.380 TJ Endenergie ist auf der Erzeugungsseite der Einsatz von rund 72.230 TJ erforderlich – darunter

- > 32.803 TJ aus Wasserkraft,
- > 15.191 TJ aus Photovoltaik, davon 3.837 TJ aus Freiflächenanlagen,
- > 11.972 TJ aus Holz sowie
- > 9.287 TJ aus Umweltwärme und
- > 619 TJ aus Biogas.

Der gegenüber dem „Normaljahr“-Szenario um 1,6% reduzierte Energiebedarf (eingesetzte Energiemenge) resultiert auf einem über das gesamte Jahr betrachtet energiesystemisch „besseren“ zugrundeliegenden Wetterverlauf für die Erneuerbaren-Erzeugung im „Dunkelflaute“-Szenario.

Tab. 4: Überblick zu Energieerzeugungsanlagen und -speichern des „Dunkelflaute“-Szenarios gegenüber dem „Normaljahr“-Szenario mit Leistung/ Kapazität sowie Erzeugung/Abgabe.

		Bestand gemäß Normaljahr-Szenario 2050			Bestand gemäß Dunkelflaute-Szenario 2050			
		Leistung / Kapazität	Änderung ggb. Ziel-Szenario 2050	Erzeugung / Abgabe	Leistung / Kapazität	Änderung ggb. Normaljahr-Szenario	Erzeugung / Abgabe	Änderung ggb. Normaljahr-Szenario
<b>Energieerzeugungsanlagen</b>								
Wind	Wind Onshore	109 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	249 GWh <sub>el.</sub>	109 MW <sub>el.</sub>	0%	249 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
Wasserkraft	Laufwasserkraft	1.196 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	5.325 GWh <sub>el.</sub>	1.196 MW <sub>el.</sub>	0%	5.325 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
	Speicherkraftwerk	2.596 MW <sub>el.</sub>	+ 13%	3.787 GWh <sub>el.</sub>	2.596 MW <sub>el.</sub>	0%	3.787 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
PV	PV Dach	3.317 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	3.154 GWh <sub>el.</sub>	3.317 MW <sub>el.</sub>	0%	3.154 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
	PV Freifläche	1.116 MW <sub>el.</sub>	+ 100%	1.066 GWh <sub>el.</sub>	1.116 MW <sub>el.</sub>	0%	1.066 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
WP	Groß-Wärmepumpe	41 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	251 GWh <sub>therm.</sub>	41 MW <sub>therm.</sub>	0%	273 GWh <sub>therm.</sub>	+ 9%
synth. Gase	Elektrolyse H <sub>2</sub>	440 MW <sub>el.</sub>		1.471 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	440 MW <sub>el.</sub>	0%	1.447 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	-2%
	Methanisierung/synth. Fuels	373 MW <sub>el.</sub>		1.033 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	373 MW <sub>el.</sub>	0%	1.112 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	+ 8%
KWK/Heizwerke	Biomasse-KWK	40 MW <sub>el.</sub>	+ 100%	60 GWh <sub>el.</sub>	40 MW <sub>el.</sub>	0%	- GWh <sub>el.</sub>	
				111 GWh <sub>therm.</sub>			- GWh <sub>therm.</sub>	
	Biomasse-Heizwerk	19 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	23 GWh <sub>therm.</sub>	19 MW <sub>therm.</sub>	0%	- GWh <sub>therm.</sub>	
	synCH <sub>4</sub> KWK-Gasturbine	362 MW <sub>el.</sub>		179 GWh <sub>el.</sub>	362 MW <sub>el.</sub>	0%	220 GWh <sub>el.</sub>	+ 23%
		37 GWh <sub>therm.</sub>	143 GWh <sub>therm.</sub>	+ 288%				
<b>Energiespeicher</b>								
	Pumpspeicherkraft	128.456 MWh <sub>el.</sub>	+ 0%	1.900 GWh <sub>el.</sub>	128.456 MWh <sub>el.</sub>	0%	180 GWh <sub>el.</sub>	-91%
	Dez. Batteriespeicher [MW]	896 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	166 GWh <sub>el.</sub>	896 MW <sub>el.</sub>	0%	31 GWh <sub>el.</sub>	-82%
	Wärmespeicher	2.678 MW <sub>therm.</sub>		30 GWh <sub>therm.</sub>	2.678 MW <sub>therm.</sub>	0%	16 GWh <sub>therm.</sub>	-46%
	H <sub>2</sub> -Speicher	4.070 MWh <sub>H<sub>2</sub></sub>		204 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	4.070 MWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	0%	23 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	-89%
	synCH <sub>4</sub> /Fuel-Speicher	4.000.000 MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>		507 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	4.000.000 MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0%	290 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	-43%

Folgende Kernaussagen können formuliert werden:

- > Es entsteht kein zusätzlicher Speicherbedarf in Tirol im Vergleich zum „Normaljahr-Szenario“. Die im „Normaljahr“-Szenario zugebauten Kapazitäten reichen in der Modellierung aus, um die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Tirol während der Dunkelflaute aufrecht zu halten. Das Nutzungsverhalten der bestehenden Speicher unterscheidet sich jedoch im Vergleich zum Normaljahr.
- > Bei der Betrachtung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass das Modell unter perfekter Voraussicht agiert, was es offensichtlich vom realen Stromsystem unterscheidet.
- > Rund 8% der benötigten Strommenge wird für die Erzeugung von synthetischem CH<sub>4</sub> direkt rückverstromt, da angenommen wird, dass eine alternative Erzeugung des benötigten Stroms mit z.B. mittels KWK-Anlagen zusätzliche Investitionskosten zur Folge hätte.

### 5.3. Autarkie-Szenario

Im „Autarkie-Szenario“ wird angenommen, dass kein Stromaustausch zwischen Tirol und den Nachbarregionen im Jahr 2050 stattfinden wird. Die Energienachfrage Tirols muss demnach zu jeder der modellierten Stunden des Jah-

res aus heimischen erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden – abgesehen von Holz, welches weiterhin nach Tirol importiert werden muss, womit der Begriff „Autarkie“ lediglich für den Energiefluss Strom gilt. Analog zum Szenario „Normaljahr“ wurde mit dem Referenzwetterjahr 2010 von normalen, typischen Wetterverhältnissen ausgegangen. Aus heutiger Sicht erscheint die Annahme der vollständigen Energieautarkie fernab der energiewirtschaftlichen, aber auch energiepolitischen Realität. Dennoch erscheint diese Betrachtung sinnvoll, um den Aktionsradius der Szenarien zu begrenzen und einen Extremfall der Speichersituation darzustellen.

In den Ergebnissen zeigte sich ein gesteigerter Speicherbedarf und ein nochmals deutlich veränderter Speichereinsatz zum Ausgleich des saisonalen Ungleichgewichts zwischen Energiedargebot und -nachfrage. Durch den Wegfall der Stromexporte- und -importe dienen synthetische Methanspeicher dem Ausgleich, was neben dem erhöhten Strombedarf und der veränderten Stromerzeugung im Winterhalbjahr auch Einfluss auf die Wärmebereitstellung hat. Der Wegfall der Möglichkeit des Stromaustausches und der vermehrte Einsatz der Methanrückverstromung im Winter verringert unter den angenommenen techno-ökonomischen Parametern auch die Nutzung der Pumpspeicher in Tirol.

Vor allem die Speicherwasserkraft und die Photovoltaik erhöhen die Stromerzeugung im System, um zusätzlich auftretende Verluste aufgrund neuer Speicher im System auszugleichen. Biomasse-KWK stellen auch Wärme bereit, werden jedoch überwiegend aufgrund ihrer Stromerzeugungskapazitäten für den Winter zugebaut. Gegenüber dem „Normaljahr“-Szenario werden Fernwärmespeicher deutlich mehr ausgebaut, um den Wärmebedarf besser saisonal verlagern zu können. Darüber hinaus werden vermehrt Elektrolyseure und Anlagen zur Methanisierung benötigt, da diese den Wegfall des überregionalen Stromaustausches zur Bereitstellung der erforderlichen Systemflexibilität ausgleichen müssen (Tab. 5). Die höheren Elektrolyse- und Methanisierungs-Kapazitäten erlauben auch eine bessere Nutzung von sommerlichen Überschusserzeugungen aus PV und Wasserkraft im Land.

Der Gasspeicher für Methan wird gemäß Modellergebnis über den Sommer kontinuierlich befüllt, indem Elektrolyse und Methanisierung mit überschüssigem Strom aus Wasserkraft und PV betrieben wird. Im Herbst bzw. im Winter erfolgt dann die Ausspeicherung und die Rückverstromung, wobei neben Strom auch Wärme zur Fernwärmeversorgung bereitgestellt wird. Analog zum „Normaljahr-Szenario“ wird der Methanspeicher nicht vollständig entleert, was darauf hinweist, dass der abgebildete Speicherausbau aufgrund der Lade-/Entladeleistung und nicht aufgrund der Speicherkapazität stattfindet. Beachtlich sind im Vergleich zum „Normaljahr-Szenario“ die nun deutlich größeren Methanspeicherfüllstände (Faktor 5 bis 7). Dies zeigt die Notwendigkeit der Methanspeicherung zum saisonalen Ausgleich zwischen Stromdargebot und -nachfrage bei unterstellter vollständiger Energieautarkie.

Die gegenüber dem „Normaljahr-Szenario“ vermehrt benötigten Elektrolyseure und Anlagen zur Methanisierung zur Kompensation des überregionalen Stromaustausches erfordern deutlich höhere Investitionen in Freiflächen-Photovoltaik, Biomasse-KWK und Speicherwasserkraft, um die Speicherverluste auszugleichen.

Die Betrachtung der langfristigen Grenzkosten des Szenarios zeigt, dass diese beim „Autarkie-Szenario“ um den Faktor 10 bis 30 über denen des „Normaljahr-Szenarios“ liegen. Bei den kurzfristigen Grenzkosten – also ohne Berücksichtigung der erforderlichen Investitionen – beträgt der Faktor 1 bis 4.

Tab. 5: Überblick zu Energieerzeugungsanlagen und -speichern des „Autarkie“-Szenarios mit Leistung / Kapazität sowie Erzeugung/Abgabe und Vergleich mit dem „Normaljahr“-Szenario.

		Bestand gemäß Normaljahr-Szenario 2050			Bestand gemäß Autarkie-Szenario 2050			
		Leistung / Kapazität	Änderung ggb. Ziel-Szenario 2050	Erzeugung / Abgabe	Leistung / Kapazität	Änderung ggb. Normaljahr-Szenario	Erzeugung / Abgabe	Änderung ggb. Normaljahr-Szenario
<b>Energieerzeugungsanlagen</b>								
Wind	Wind Onshore	109 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	249 GWh <sub>el.</sub>	109 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	249 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
Wasserkraft	Laufwasserkraft	1.196 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	5.325 GWh <sub>el.</sub>	1.196 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	5.325 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
	Speicherkraftwerk	2.596 MW <sub>el.</sub>	+ 13%	3.787 GWh <sub>el.</sub>	2.658 MW <sub>el.</sub>	+ 2%	3.828 GWh <sub>el.</sub>	+ 1%
PV	PV Dach	3.317 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	3.154 GWh <sub>el.</sub>	3.317 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	3.154 GWh <sub>el.</sub>	+ 0%
	PV Freifläche	1.116 MW <sub>el.</sub>	+ 100%	1.066 GWh <sub>el.</sub>	1.674 MW <sub>el.</sub>	+ 50%	1.591 GWh <sub>el.</sub>	+ 49%
WP	Groß-Wärmepumpe	41 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	251 GWh <sub>therm.</sub>	41 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	119 GWh <sub>therm.</sub>	-53%
synth. Gase	Elektrolyse H <sub>2</sub>	440 MW <sub>el.</sub>		1.471 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	776 MW <sub>el.</sub>	+ 76%	1.474 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	+ 0%
	Methanisierung/synth. Fuels	373 MW <sub>el.</sub>		1.033 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	1.672 MW <sub>el.</sub>	+ 348%	2.133 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	+ 106%
KWK/Heizwerke	Biomasse-KWK	40 MW <sub>el.</sub>	+ 100%	60 GWh <sub>el.</sub>	60 MW <sub>el.</sub>	+ 50%	158 GWh <sub>el.</sub>	+ 163%
				111 GWh <sub>therm.</sub>			153 GWh <sub>therm.</sub>	
	Biomasse-Heizwerk	19 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	23 GWh <sub>therm.</sub>	19 MW <sub>therm.</sub>	+ 0%	- GWh <sub>therm.</sub>	
	synCH <sub>4</sub> KWK-Gasturbine	362 MW <sub>el.</sub>		179 GWh <sub>el.</sub>	302 MW <sub>el.</sub>	-17%	712 GWh <sub>el.</sub>	+ 298%
				37 GWh <sub>therm.</sub>			163 GWh <sub>therm.</sub>	+ 341%
<b>Energiespeicher</b>								
	Pumpspeicherkraft	128.456 MWh <sub>el.</sub>	+ 0%	1.900 GWh <sub>el.</sub>	128.456 MWh <sub>el.</sub>	+ 0%	331 GWh <sub>el.</sub>	-83%
	Dez. Batteriespeicher [MW]	896 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	166 GWh <sub>el.</sub>	896 MW <sub>el.</sub>	+ 0%	94 GWh <sub>el.</sub>	-43%
	Wärmespeicher	2.678 MW <sub>therm.</sub>		30 GWh <sub>therm.</sub>	13.313 MW <sub>therm.</sub>	+ 397%	59 GWh <sub>therm.</sub>	+ 97%
	H <sub>2</sub> -Speicher	4.070 MWh <sub>H<sub>2</sub></sub>		204 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	3.378 MWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	-17%	260 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	+ 27%
	synCH <sub>4</sub> /Fuel-Speicher	4.000.000 MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>		507 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	3.442.140 MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	-14%	1.792 GWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	+ 253%

Für die Bereitstellung von 53.380 TJ Endenergie ist auf der Erzeugungsseite der Einsatz von 75.863 TJ erforderlich – darunter

- > 32.803 TJ aus Wasserkraft,
- > 17.083 TJ aus Photovoltaik, davon 5.729 TJ aus Freiflächenanlagen,
- > 13.916 TJ aus Holz sowie
- > 8.935 TJ aus Umweltwärme und
- > 620 TJ aus Biogas.

Der Energiebedarf (eingesetzte Energiemenge) liegt um 3,3% höher als beim „Normaljahr-Szenario“.

Folgende Kernaussagen können formuliert werden:

- > Die Strombedarfsdeckung erfolgt im Rahmen der stündlichen Betrachtung zu jeder Zeit durch innerhalb Tirols erzeugte bzw. gespeicherte Energie – es bestehen keinerlei Stromflüsse über die Landesgrenzen hinaus.

- > Es zeigt sich ein gesteigerter Speicherbedarf im Vergleich zum „Normaljahr-Szenario“ und ein deutlich veränderter Speichereinsatz zum Ausgleich des saisonalen Ungleichgewichts zwischen Energiedargebot und -nachfrage.
- > Synthetische Methanspeicher dienen dem Ausgleich, was neben dem erhöhten Strombedarf und der veränderten Stromerzeugung im Winterhalbjahr auch Einfluss auf die Wärmebereitstellung hat.
- > Die Energieautarkie erfordert deutlich höhere Elektrolyse- und Methanisierungs-Kapazitäten, um das saisonale Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in Tirol auszugleichen, was im Normaljahr durch den Stromaustausch erfolgt.
- > Die Stromerzeugung aus Rückverstromung von synthetischem CH<sub>4</sub> ist beim „Autarkie-Szenario“ viermal so hoch wie im vernetzten „Normaljahr“ (2.564 TJ<sub>el.</sub> statt 646 TJ<sub>el.</sub>). Die dadurch deutlich höheren Wirkungsgradverluste müssen durch erhöhte Investitionen in Speicherwasserkraft, Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen und Biomasse-KWK ausgeglichen werden.

## 6. Ergebnisdiskussion und Erkenntnisse

In der gegenständlichen Energiespeicher-Studie wurde gegenüber der „Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenzielen 2030“ (EBENBICHLER et al. 2021) die zeitliche Dimension von Energieerzeugung und Energienachfrage – sofern möglich – in stündlicher Auflösung berücksichtigt und mittels Modellberechnung (Balmorel) notwendige Speichertechnologien sowie Export- und Importdynamiken in der daraufhin adaptierten Energiebedarfsdeckung berücksichtigt. Dabei lag der Fokus der Modellierungssoftware auf stromgetriebenen Anlagen. Eventuell benötigte Wärmeerzeugungsanlagen – wie im gegenständlichen Fall beispielsweise Heizwerke zur Erzeugung von Nahwärme – wurden auf den Modellergebnissen aufbauend zusätzlich in das Energiesystem implementiert. Sie sind in den aus den Modellergebnissen abgeleiteten Energieflussbildern entsprechend dargestellt.

Der anvisierte Umbau zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem erhöht die Wetterabhängigkeit auf der Erzeugungsseite und rückt die Bedeutung steuerbarer Komponenten wie Speicher oder steuerbare Lasten in den Fokus. Die berechneten Energieflüsse stellen jeweils mögliche Szenarien und somit keine Prognosen dar. Auswirkungen des Klimawandels mit einem möglichen Anstieg der Jahresmitteltemperatur wurden innerhalb der Szenarien nicht abgebildet.

### 6.1. Normaljahr-Szenario

Die Ergebnisse des „Normaljahr-Szenarios“ geben einen Rahmen und somit eine Richtung vor, der die energie-strategischen Überlegungen des Landes zukünftig folgen können. Es beinhaltet die grundsätzliche Möglichkeit, Energie zu Zeiten von Überschüssen im Land zu exportieren sowie Energie zu Zeiten von Mangel aus dem Um-



land zu importieren und geht damit kongruent zu den übergeordneten Landeszielen der Erreichung einer Energieautonomie.

## 6.2. Dunkelflauten-Szenario

Das „Dunkelflaute“-Szenario ist als Sensitivitätsanalyse auf Basis des Normaljahr-Szenarios zu verstehen, welches der Frage nachgeht, wie die Energieerzeugungs- und -speicheranlagen des Normaljahr-Szenarios auf ein abweichendes Wetterjahr (Extrem-Wetterjahr) reagiert. Es ist somit nicht unmittelbar mit den beiden anderen Szenarien vergleichbar. Es zeigt jedoch, dass Tirol mit folgenden Maßnahmen gut gerüstet ist:

### **Stromdargebot und Energiespeicher**

Stromüberschüsse sind in den Monaten April bis November zu erwarten, während in den Wintermonaten Dezember bis März eine Unterdeckung erwartet wird. Zur Dämpfung und besseren Absicherung dieses saisonalen Ungleichgewichts ist die Errichtung von Lang-, Mittel- und Kurzfrist-Speichern in beträchtlichem Umfang notwendig. Hierunter fallen z.B. Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerke in der vorab definierten und dem Modell erlaubten Größenordnung. SynCH<sub>4</sub>-Kavernenspeicher sind im „Normaljahr“-Szenario in einer Größenordnung von rund 200.000 m<sup>3</sup> notwendig, was in etwa einem Würfel mit Kantenlängen von rund 590 m entspricht. Diese Volumenangabe umfasst allerdings nur den Arbeitsgasspeicher und es wird ferner von einer modellierten Speicherung ausgegangen, welche den Bedarf vorausschauend planen kann. Das Gesamtvolumen des Gasspeichers erhöht sich je nach Speicherart auf bis zu mehr als das Doppelte.

Hinsichtlich Speicher zeigte die Modellierung für das Stromsystem darüber hinaus einen Bedarf an zusätzlicher Speicherwasserkraft, welche sowohl als zusätzliche Stromerzeugungsquelle als auch als Flexibilitätsoption für das System genutzt werden kann. In diesem Zusammenhang muss auch die Entwicklung einer Ladestrategie für Elektrofahrzeuge im Straßenverkehr gesehen werden – diesbezüglich ist die Ladeinfrastruktur zu strukturieren und in weiterer Folge auszuweiten.

### **Stromaustausch mit dem Umland**

Der überregionale Stromaustausch stellt das bedeutendste Element zum Ausgleich des saisonalen Ungleichgewichts dar. Anhand der Transit-Stromflüsse der Szenarien „Normaljahr“ und „Dunkelflaute“ ist zu erkennen, dass Tirol auch als „Transitstrom-Land“ fungiert. Dies impliziert einen dementsprechend hohen notwendigen Ausbau des Stromnetzes bis zum Jahr 2050.

Die Nutzung des Stromüberschusses im Sommer und von Stromimporten im Winter zur Deckung des Strombedarfs wird vorausgesetzt. Hier kann Tirol mit seinem hohen Anteil von Wasserkraft im Erzeugungsmix im Sommer exportieren, während es im Winter von (Offshore-) Winderzeugung der nördlichen Nachbarländer profitiert.

## Anlagenausbau

Aufgrund der bis 2050 zunehmenden Stromnachfrage durch Elektrifizierung sowie der steigenden Verluste infolge zusätzlich systemintegrierter Speicher wird ein genereller Anlagenzubau in Tirol notwendig. Dieser Anlagenzubau umfasst damit nicht nur die Wasserkraft oder Photovoltaik, sondern sämtliche Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger.

Für die Erzeugung des benötigten Stroms ist u.a. der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen zu forcieren. Alleine mit PV-Aufdach-Anlagen kann nicht ausreichend Strom erzeugt werden. Deshalb ist der zusätzliche Zubau von PV-Freiflächenanlagen eine wichtige Komponente zur Strombedarfsdeckung. Um dies zu erreichen, sind im „Normaljahr“- und „Dunkelflauten“-Szenario durchschnittlich rund 19.200 m<sup>2</sup> je Gemeinde zu installieren – dies entspricht einer Modulfläche in einer Dimension von rund 2,5 Fußballfeldern je Gemeinde. Im „Autarkie“-Szenario wären je Gemeinde rund 29.000 m<sup>2</sup> (rund 4 Fußballfelder) Freiflächen-Modulfläche notwendig.

### 6.3. Autarkie-Szenario

Das „Autarkie-Szenario“ betrachtet als „worst case“-Szenario ein Tiroler Energiesystem im Jahr 2050, welches ohne Energieaustausche mit dem Umland auskommt. Es stellt somit die höchsten Ansprüche an ein Tiroler Energiesystem, welches ausschließlich zu jeder Zeit mit den eigenen Energieressourcen auskommen muss. Das Szenario kann nur bedingt verfolgt werden, da der Energieaustausch mit den Nachbarregionen als entscheidender Faktor des Tiroler Energiesystems betrachtet wird. Dabei sind nicht nur die Stromversorgung relevant, sondern in weiterer Folge auch Sicherheitsaspekte, die in dieser Studie jedoch nicht weiter betrachtet wurden.

Für ein Autarkie-Szenario wären signifikante Mehrkosten im Rahmen der zukünftigen Kapazitätserweiterung für die Sektoren Produktion und Speicher zu erwarten. Werden die langfristigen Grenzkosten betrachtet, die neben den variablen Kosten auch die Gesamtinvestitionen beinhalten, so ist der Faktor 10 bis 30 zwischen „Normaljahr“ und „Autarkie“ erkennbar. Bei den kurzfristigen Grenzkosten, also ohne Berücksichtigung der erforderlichen Investitionen, beträgt der Faktor 1 bis 4.

Die deutlichen Mehrkosten der Energieautarkie lassen vergleichsweise hohe Strompreise erwarten, was wohl in Folge auch die Nachfrageseite – also das Konsumverhalten – weiter beeinflusst und damit beispielsweise auch die Konkurrenzfähigkeit der heimischen Wirtschaft mindern könnte.

### 6.4. Ausblick

Die Ergebnisse der Studie stellen drei modellbasierte Möglichkeiten eines Energiesystems im Jahr 2050 dar, die auf zahlreichen Annahmen basieren. Es handelt sich dabei um Szenariendarstellungen, keine Prognosen. Die Ergebnisse erheben nicht den Anspruch, dass das Energiesystem des Jahres 2050 gemäß der Ergebnisse existieren muss oder soll.

In diesem Zusammenhang wäre grundsätzlich eine Abbildung mehrerer Wetterjahre wünschenswert, was im Rahmen der zeitlichen und budgetären Mittel mit der Modellierung von zumindest zwei Wetterjahren auch im Ansatz

angestrebt wurde. Grundsätzlich waren sehr viele verschiedene Aspekte der Transformation des Energiesystems und der Versorgungssicherheit in diesem Projekt abzudecken. Die Modellierung zusätzlicher Wetterjahre wurde dabei zugunsten des Energieautarkie-Szenarios nicht durchgeführt. Um dennoch eine Bandbreite abdecken zu können, wurden die genannten zwei Wetterjahre 2006 (Dunkelflaute) und 2010 (Normaljahr) aus den dem Konsortium zur Verfügung stehenden Daten bewusst gewählt.