Netzentwicklungsplan von EDYNA GmbH gemäß Beschluss 296/2023

INHALTSVERZEICHNIS

Übersicht

1. Der gesetzliche und regulatorische Rahmen 4

2. Die Ziele des Entwicklungsplans 6

3. Vorstellung des Unternehmens und des bedienten Gebiets 7

4. Bestandsaufnahme des Verteilnetzes 9

5. Zustand des Verteilnetzes 11

Ueberwachbarkeit 11

Erwartete kritische Punkte 11

Qualität der Stromversorgung 12

6. Entwicklungsszenarien im Energiesektor 14

Allgemeiner Überblick 14

Auswirkungen der Energiewende auf die an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz gemessenen Leistungsflüsse 15

Dezentrale Erzeugung und Speicherung 20

Stromnachfrage 26

Schätzung der Elektrifizierung der Lasten im Wohnsektor 26

Schätzung der zusätzlichen Lasten im Verkehrssektor 34

Endergebnisse ermittelt anhand der beiden Szenarien 38

7. Methodik der Auswahl und Darstellung der Maßnahmen 42

Driver 42

Die Planungskriterien 44

Die Methoden der Darstellung der Maßnahmen 45

KNA-Analyse 46

8. Entwicklungsbedarf 49

9. Geplante Maßnahmen 51

a. Maßnahmen am Hochspannungsnetz 52

b. Maßnahmen auf dem Mittelspannungsnetz 54

c. Eingriffe in das Niederspannungsnetz 56

10. Projekte mit Fremdfinanzierung 58

PNRR-Pläne 58

Der Entwicklungsplan 2025–2030 fügt sich in den aktuellen Kontext der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens ein, im Einklang mit den wichtigsten auf europäischer und nationaler Ebene definierten Leitlinien, die auf provinzieller Ebene umgesetzt werden.

Dieses Kapitel bietet einen Überblick über die wichtigsten gesetzlichen und regulatorischen Maßnahmen, die in den letzten Jahren erlassen wurden.

1. Der gesetzliche und regulatorische Rahmen

Die jährlichen und mehrjährigen Entwicklungspläne der EDYNA-Infrastrukturen werden in Übereinstimmung mit den folgenden Vorschriften erstellt:

- Art. 18 des gesetzesvertretenden Dekrets vom 3. März 2011, Nr. 28**, der vorsieht, dass: „Die Stromverteilungsunternehmen, vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Verwaltungsbehörde, veröffentlichen jährlich den Entwicklungsplan ihres Netzes nach den von der Regulierungsbehörde für Elektrizität und Gas festgelegten Modalitäten. Der Entwicklungsplan des Verteilnetzes, der in Abstimmung mit Terna S.p.A. und in Übereinstimmung mit den Inhalten des Entwicklungsplans des nationalen Übertragungsnetzes erstellt wird, enthält die wichtigsten Maßnahmen sowie die voraussichtlichen Realisierungszeiträume, auch mit dem Ziel, die koordinierte Entwicklung des Netzes und der Erzeugungsanlagen zu fördern“;
- Art. 11 des Integrierten Unbundling-Textes (TIU) der Regulierungsbehörde für Elektrizität und Gas, der vorsieht, dass der Unabhängige Betreiber damit betraut ist, den jährlichen und mehrjährigen Entwicklungsplan der von ihm verwalteten Infrastrukturen zu erstellen;
- Artikel 4 Absatz 6 des Anhangs A zum Beschluss ARG/elt 99/08 in der jeweils geltenden Fassung, Integrierter Text der Aktiven Anschlüsse (TICA): „Verteilungsunternehmen mit mindestens 100.000 Kunden veröffentlichen und übermitteln der Regulierungsbehörde und dem Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung (MISE) bis zum 30. Juni eines jeden Jahres ihre Pläne zur Netzentwicklung, wobei auch die erwartete Entwicklung der Stromerzeugung zu berücksichtigen ist. Insbesondere müssen die Pläne für die Errichtung oder Verstärkung von Hochspannungsleitungen (HS) oder von Hauptumspannwerken HS/MS sowie die wichtigsten Maßnahmen im Bereich der Mittelspannung (MS), einschließlich der Elektrifizierung neuer Gebiete, veröffentlicht und übermittelt werden“
- Artikel 78.3 des TIQE, wonach: „Der Resilienzplan muss einen eigenen, speziellen Abschnitt des Entwicklungsplans des Verteilnetzes bilden“
- Artikel 78.5 des TIQE, wonach: „Die wichtigsten Verteilungsunternehmen veröffentlichen auf ihrer Internetseite den dem Thema Resilienz gewidmeten Abschnitt des Entwicklungsplans, einschließlich der zugehörigen Listen, bis zum 30. Juni eines jeden Jahres (mit Fortschreibung auf den 31. Dezember des dem Planungshorizont vorhergehenden Jahres);
- Artikel 82 des TIQD "Überwachungsaktivitäten zur Erlangung öffentlicher Beiträge im Hinblick auf den Nutzen für das System";
- ARERA-Beschluss 296/2023 "Vorschriften zur Entwicklung von Verteilungsnetzen und den entsprechenden Plänen";
- ARERA-Beschluss 521/2024 "Überprüfung der Dokumente, die als Leitlinien für die Ausgabe 2025 der Entwicklungspläne für Stromverteilungsnetze verwendet werden sollen";

- PNRR: Der "Nationale Wiederaufbau- und Resilienzplan" umfasst ein Investitions- und Reformpaket als Reaktion auf die Pandemiekrise. Der Plan ist für den Zeitraum 2021-2026 vorgesehen und ist Teil des breiteren Rahmens von Finanzierungsquellen, einschließlich des Next Generation EU, das EU-Investitionen und Reformen zugunsten ökologischer und digitaler Innovation, der Weiterbildung der Arbeitskräfte und der Chancengleichheit umfasst.

Im Einklang mit dem Integrierten Unbundling-Text wurden die Aktivitäten der Verteilung an einen Unabhängigen Verwalter (Gestore Indipendente) übertragen.

Die Organisation von EDYNA GmBH sieht vor, dass der Unabhängige Verwalter (GI) aus allen Mitgliedern des Verwaltungsrats von EDYNA GmBH sowie dem Technischen Direktor (CTO) besteht.

Zu den verschiedenen Aufgaben, die dem Unabhängigen Verwalter übertragen wurden, gehört die Erstellung des jährlichen und mehrjährigen Entwicklungsplans der Infrastrukturen, der anschließend vom Verwaltungsrat von EDYNA GmBH genehmigt wird. Dieses Dokument wird dem Verwaltungsrat der Muttergesellschaft zur Genehmigung übermittelt.

2. Die Ziele des Entwicklungsplans

Dieses Dokument stellt den Entwicklungsplan der Infrastrukturen 2025-2030 von EDYNA GmbH dar.

Die Planung des Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzes erfolgt durch EDYNA, um die folgenden Hauptziele zu verfolgen:

- sicherstellen, dass die Stromversorgung im Hinblick auf Sicherheit, Zuverlässigkeit und Kontinuität im kurzfristigen und mittelfristigen Zeitraum erbracht wird;
- Planung von Maßnahmen zur Gewährleistung der Effizienz und Ausbau des Hochspannungsnetzes (HS), Mittelspannungsnetzes (MS) und Niederspannungsnetzes (NS) auf dem Gebiet der Autonomen Provinz Bozen;
- Gewährleistung einer unparteilichen und neutralen Stromversorgung, die allen Nutzern den gleichberechtigten Zugang zum HS-, MS- und NS-Netz im Einklang mit den Beschlüssen von ARERA ermöglicht;
- Beitrag zur Förderung des Umweltschutzes und der Sicherheit von Anlagen und Personen;
- Anschluss aller Antragsteller an das HS-, MS- und NS-Netz von EDYNA, ohne die Sicherheit und Kontinuität der Stromversorgung zu gefährden.

Basierend auf den europäischen Vorschriften, internationalen Vereinbarungen und den Beschlüssen von ARERA, mit dem Ziel, den Bürgern sichere, nachhaltige und erschwingliche Energie zu gewährleisten, erfordert das Erreichen dieser Ziele spezifische Maßnahmen, die im Wesentlichen drei Bereiche betreffen: die Dekarbonisierung, die Integration und Effizienz der Märkte sowie die Energiesicherheit. Im Einklang mit diesen Zielen können die Entwicklungsmaßnahmen wie folgt klassifiziert werden:

- Maßnahmen zur Förderung der Dekarbonisierung: Maßnahmen zur Steigerung und Erleichterung der Integration von erneuerbaren Energiequellen;
- Maßnahmen zur Förderung der Markteffizienz: Maßnahmen zur Verbesserung des italienischen Marktes und zur Reduzierung interner Engpässe im Stromsystem;
- Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit, Qualität und Resilienz: Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung, auch unter ungünstigen Betriebsbedingungen, insbesondere bei Eisbildung an den Leitungen (Eismanschetten), sowie bei hochwüchsigen Bäumen, die durch Wind oder schwere Schneelast auf Freileitungen mit blanken Leitern stürzen und diese beschädigen können.

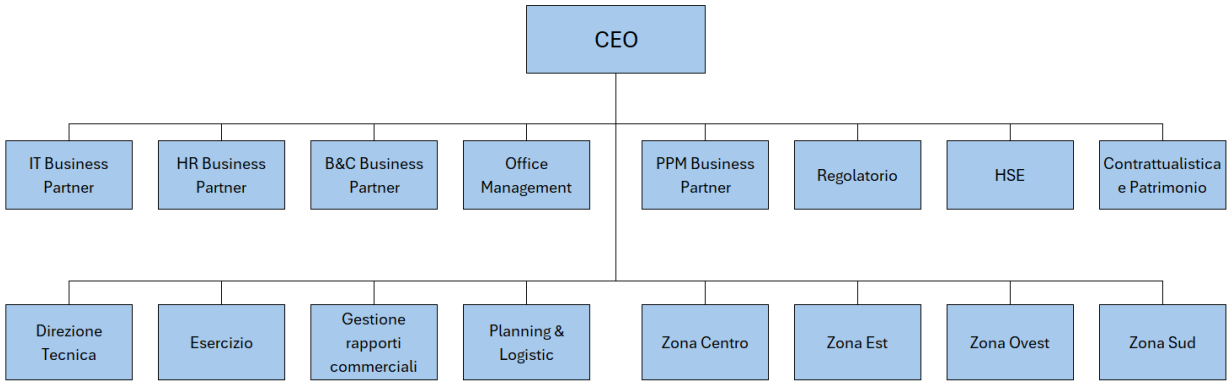
3. Vorstellung des Unternehmens und des bedienten Gebiets

Edyna ist heute der wichtigste Netzbetreiber in Südtirol. Durch ein Stromnetz von etwa 9430 km (Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsleitungen, sowohl als Frei- als auch Kabelleitungen) mit den entsprechenden Anlagen und angeschlossenen Infrastrukturen wird die Energie in den zuständigen Gemeinden in Südtirol verteilt.
Edyna verwaltet außerdem die Verteilung von Erdgas in der Gemeinde Meran.

Die Anforderungen an Netzbetreiber werden immer komplexer, während das Verteilnetz immer flexibler wird. Das Stromnetz verbindet Erzeuger und Verbraucher; immer häufiger werden letztere selbst zu Erzeugern aus verschiedenen Energiequellen und müssen die Möglichkeit haben, mehr oder weniger große Stromengen in das lokale Stromnetz einzuspeisen.

Der Netzbetreiber ist daher gefordert, ständig neue Herausforderungen zu meistern und das Netz so auszubauen, dass in Bezug auf Leistung und Effizienz den Anforderungen gerecht wird. Um das hohe Niveau der Stromverteilung in Südtirol aufrechtzuerhalten, investiert Edyna weiterhin in das Verteilnetz, um Sicherheit und Innovation zu gewährleisten.

Stand März 2025 besteht Edyna aus 297 Mitarbeitern, die in folgender Struktur organisiert sind:



Um die Verteilungsaktivitäten für die Mittel- und Niederspannungsnetze effektiv zu strukturieren, wurde das Gebiet, in dem Edyna tätig ist, in vier geografische Zonen unterteilt. Die Zone WEST umfasst das Etschtal, die Gemeinde Meran und das Vinschgau mit den Seitentälern, die Zone MITTE ZENTRUM umfasst die Gemeinden Bozen, Leifers und Eppan, die Zone OST umfasst das Eisacktal (von Barbian bis zum Brenner), das Grödnertal und das Pustertal mit den Seitentälern und die Zone SÜD umfasst das untere Etschtal und die an die Zone ZENTRUM angrenzenden Gemeinden.

Edyna ist in 97 Gemeinden von 116 tätig, die zur Autonomen Provinz Bozen gehören. In einigen Gemeinden besteht eine Koexistenz zwischen dem Hauptverteilnetzbetreiber und den untergeordneten Netzbetreibern.

Edyna steht in ständigem Kontakt mit externen Betreibern:

- Unternehmen und Planungsbüros für die Durchführung von Bau-, Elektro- und Ingenieurarbeiten, für die Bereitstellung von Dienstleistungen und die Beschaffung von Materialien, unter Einhaltung der geltenden Vorschriften und des Vergaberechts;
- die Autonome Provinz Bozen, die Gemeinden Südtirols und die Bezirksgemeinschaften für Genehmigungsverfahren;
- Behörden oder Unternehmen wie Ministerien, TERNA, Militär, Polizei, Autobahnen, das italienische Eisenbahnnetz, Telekommunikations- oder Datennetzbetreiber und Unternehmen im Bereich der Gasverteilung für Genehmigungen oder Konzessionen;
- Interessenvertreter und Grundstückseigentümer für Leitungdienstbarkeiten.

4. Bestandsaufnahme des Verteilnetzes

Der Bestand der Verteilnetze von EDYNA zum 31. Dezember 2024 ist in der nachfolgenden Tabelle I dargestellt.

Beschreibung	***Wert***
Kabinen HS/HS [Nr]	*6*
Umspannkabinen HS/MS [Nr]	*33*
Umspannkabinen MS/NS [Nr]	*3681*
Umspannkabinen MS/MS [Nr]	*17*
Verteilerkabinen MS [Nr]	*26*
Leitungslänge HS [Km]	*177*
Leitungslänge NS[Km]	*5679*
Leitungslänge MS [Km]	*3574*
Transformatorleistung HS/HS [MVA]	*375*
Transformatorleistung HS/MS [MVA]	*1972*
TransformatorleistungMS/NS [MVA]	*1096*
Transformatorleistung MS/MS [MVA]	*153*
Transformatore HS/HS [Nr]	*7*
Transformatoren HS/MS [Nr]	*67*
Transformatoren MS/NS [Nr]	*3753*
Transformatoren MS/MS [Nr]	*26*

Tabelle I: Aufstellung der wichtigsten technischen Daten.

Es ist hervorzuheben, dass EDYNA mit 45 Elektrizitätsunternehmen vernetzt ist, was einen erheblichen Aufwand für den Informationsaustausch und die Unterstützung im Hinblick auf die korrekte Anwendung der nationalen Vorschriften, die von ARERA, dem Netzkodex von Terna und auch den Vorschriften des GSE vorgesehen sind, mit sich bringt.

EDYNA hat auf Anweisung von ARERA und in Zusammenarbeit mit Terna eine Reihe von Treffen mit den Technikern und Beratern der untergeordneten Verteilnetzbetreiber organisiert, um die Modalitäten für die Aktivierung des Systems gemäß den ARERA-Beschlüssen zu vereinbaren.

In der nachfolgenden Tabelle II ist die aktualisierte Liste der untergeordneten Verteilnetzbetreiber von EDYNA aufgeführt.

Kürzel	***Gesellschaft***	***Kodex***
AE Groebner	*AE / Elektrische Werke Groebner Pilling Helga & Co. KG - SAS*	*DZ0626*
Aurino Energia	*Aurino Energia Srl - Ahr Energie GmbH*	*DZ0425*
AE Vipiteno	*Az. Elett. Comunale di Vipiteno/Staedtisches Elektrizitaetswerk Sterzing*	*DZ0679*
AE Anterselva	*Az. Elett. di Anterselva Srl/Elektrizitaetswerk Antholz GmbH*	*DZ0433*
AE S.Martino	*Az. Elett. S.Martino Srl - E-Werk St. Martin GmbH*	*DZ0437*
AE Versciaco	*Az. Elett. Versciaco Prato alla Drava - Elektrizitatswerk Vierschach-Winn*	*DZ0669*

AE Funes	*Az. Energ. Funes / Energiegenossenschaft Villnoeß*	*DZ0690*
AE Casies	*Azienda Elett. Casies S.C./Elektrowerk Gsies Gen.*	*DZ0689*
AE Chienes	*Azienda Elett. Chienes Srl/Elektrowerk Kiens GmbH*	*DZ0647*
AE Haller	*Azienda Elett./E-Werk Haller des Kruselburger Andreas & Co. KG SAS*	*DZ0694*
AE Innerbichler	*Azienda Elettrica / E-Werk Innerbichler Franz*	*DZ0436*
AE Dobbiaco	*Azienda Elettrica Dobbiaco Spa - Elektrizitaetswerk Toblach AG*	*DZ0429*
AE Kalmtal	*Azienda Elettrica Kalmtal Soc. Coop. - Eletrizitaetswerk Kalmtal Genossenschaft*	*DZ0898*
AE La Valle	*Azienda Elettrica La Valle - E-Werk Wengen*	*DZ0687*
AE Stein	*Azienda Elettrica Stein SNC*	*DZ1570*
AE Weissteiner	*Azienda Elettrica Weissteiner Srl*	*DZ0620*
AP Brunico	*Azienda Pubbliservizi Brunico - Stadtwerke Bruneck*	*DZ0729*
S.Helena	*C.E.S. ELENA SCARL / Elektrogen. ST. Helena*	*DZ0000*
Comune Silandro	*Comune di Silandro - Gemeinde Schlanders*	*DZ0758*
CE Pennes	*Consorzio Elettrico Pennes Soc. Coop. - Elektrogenossenschaft Pens*	*DZ0516*
VEK	*Consorzio Energetico Val Venosta Soc.Cooperativa*	*114961*
CAE Ridanna	*Coop. Azienda Elettrica Ridanna - Gen. E-Werk Ridnaun*	*DZ1554*
CCE Fleres	*Coop. Centrale Elettrica Fleres - Elektrizitaetsgenossenschaft Pflersch*	*DZ0417*
Weg N.Levante	*Coop. Util. Fonti Energ. Nova Levante Scarl - WEG*	*DZ0400*
Coop Valtina	*Coop. Valtina - Elektrogenossenschaft Walten*	*DZ0334*
EW Preims	*Elektrowerk Preims GmbH*	*DZ0896*
EVG Campo Tures	*EVG Soc. Coop. Elettrica di Distribuzione Campo Tures*	*DZ1557*
Gannebach	*Gannebach GmbH*	*DZ0685*
IE Armentarola	*Interessenza Elettrica Vicina Armentarola*	*DZ0688*
IUI Pedraces	*Interessenza Utilizzazioni Idrauliche Pedraces - Costalta*	*DZ0518*
Kirchler	*Kirchler GmbH-Srl*	*DZ0422*
S.Vigilio Marebbe	*Officina Elettrica S.Vigilio di Marebbe Spa - E-Werk St. Vigil in Eneberg AG*	*DZ0432*
SEA	*SEA Soc. Coop. - Gen.*	*DZ0772*
AE Monguelfo	*Soc. Coop. Azienda Elettrica di Monguelfo - Elektrogenossenschaft Welsberg*	*DZ0696*
SC Cantuccio	*Soc. Coop. Cantuccio - Elektrizitaetsgenossenschaft Winkel*	*DZ0683*
SCE Gomion	*Soc. Coop. Elettrica Gomion - Elektrogenossenschaft Gomion*	*DZ1558*
SCE Valgiovo	*Soc. Coop. Elettrica Valgiovo - Elektrogenossenschaft Jaufental*	*DZ0584*
SCE Badia	*Soc. Coop. Elettricità Badia*	*DZ0695*
SC ERD	*Soc. Coop. ERD - Energiegenossenschaft ERD*	*DZ0892*

Tabella II – Auflistung der untergeordneten Netzbetreiben.

5. Zustand des Verteilnetzes

Ueberwachbarkeit

Der Bedarf der Überwachung der an das Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen, wurde von Terna bereits seit 2015 hervorgehoben – mit dem Ziel, die Kosten für die Redispatchdienstleistungen des Stromsystems zu senken. Die von Terna vorgeschlagene und von ARERA mit Beschluss 36/2020 bestätigte Architektur sieht vor, dass die VNB (Verteilnetzbetreiber) alle 4 Sekunden Messdaten von Mittelspannungsanlagen mit einer Leistung ≥ 1 MW („Standardumfang“) erfassen, mithilfe von Geräten, die als „Zentrale Anlagensteuerung“ (CCI) bezeichnet werden und vom CEI standardisiert sind. Diese Messdaten werden in Echtzeit an Terna übermittelt, das daraus eigenständig die gesamte an das Verteilnetz angeschlossene Erzeugung abschätzt.

Um den Informationsfluss mit der vom Übertragungsnetzbetreiber (TSO) geforderten Leistung (Aktualisierung alle 4 Sekunden) sicherzustellen, setzt Edyna – im Einklang mit den Vorgaben der ARERA – ein eigenes Projekt zur Überwachbarkeit („Osservabilità“) um. Folgendes ist vorgesehen:

- Installation von Telekommunikationsgeräten in den Übergabestationen der Erzeuger, die im Standardumfang enthalten sind;
- Ausbau der RTU (Remote Terminal Units) in den Hauptumspannwerken;
- Entwicklung von Kommunikationsinfrastrukturen zur Datenerfassung über SCADA, um die Messwerterfassung der beteiligten Anlagen zu verbessern.

Erwartete kritische Punkte

Ein erheblicher kritischer Punkt für das Verteilnetz von EDYNA ist die starke Präsenz von Verbrauchern, die Skigebiete versorgen. Diese zeichnen sich durch einen hohen Leistungsbedarf aus, der sich auf wenige Monate konzentriert und an einzelnen Tagen sehr hohe Spitzenwerte erreicht. Dies führt zu erheblichen Herausforderungen im Netzmanagement, da Mittelspannungsleitungen (MS) an ihre Belastungsgrenzen stoßen und nicht entgegengespeist werden können.

Hinzu kommt, dass von diesen Verbrauchern jährlich neue Anträge für Erhöhung der Bezugsleistung eingehen, deren Annahme bedeutende Investitionen für den Bau neuer Leitungen und für die Anpassung von Hauptumspannwerken (HUW) erfordert.

Nachfolgend sind einige Beispiele aus dem Grödnertal (Val Gardena) und dem Gadertal (Val Badia) aufgeführt, mit den Lasten einzelner 20-kV-MS-Leitungen und den derzeit ausgesetzten Anträgen für Leistungserhöhung, aufgeschlüsselt nach Leitung.

MS Leitung	*Angefragte Erhöhungen [kW]*
VALPAROLA	*4282*
BADIA	*4249*
OLTRETORRENTE	*3532*
CAMPOLONGO	*1112*
VILLA	*496*

Tabelle III: zusammenfassende Auflistung der Anschlussanfragen für Schneeanlagen und Aufstiegsanlagen.

Die Anschlussanfragen betreffen ausschließlich einige Tage im November und Dezember, um in den durch den Klimawandel begrenzten Kälteperioden die Möglichkeit der künstlichen Beschneiung sicherzustellen. Diese besondere Situation stellt die bestehenden Leitungen auf harte Probe, während sie im restlichen Jahr mit Lasten betrieben werden, die zwischen 30 % und 50 % ihrer Nennkapazität liegen.

Qualität der Stromversorgung

In Tabelle IV sind die wichtigsten zusammengefassten Daten zur Qualität der Stromversorgung aufgeführt, die den Nutzern bereitgestellt und in Übereinstimmung mit den Beschlüssen an die ARERA übermittelt wurden.

	2020		2021		2022		2023		2024	
Ambito	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*
alta concentrazione	11,29	0,765	8,3	0,28	5,27	0,001	9,22	0,333	4,585	0
media concentrazione	26,15	40,042	31,37	2,373	17,59	0,841	14,34	1,318	15,965	0,785
bassa concentrazione	47,44	97,786	30,81	7,881	26,21	0,852	30,10	8,812	21,736	6,519

	2020		2021		2022		2023		2024	
Ambito	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**
alta concentrazione	0,75	0,01	0,38	0,058	0,25	0,001	0,439	0,001	0,596	0
media Concentrazione	1,47	1,133	1,82	0,153	1,18	0,058	1,139	0,036	1,232	0,225
bassa concentrazione	3,21	2,788	2,56	0,553	2,48	0,125	2,156	0,193	1,981	0,117

* minuti di interruzione in periodo condizione perturbato esclusi dal calcolo SAIDI

** numero di interruzione in periodo condizione perturbato esclusi dal calcolo SAIFI

Tabelle IV: Indikatoren für die Qualität der Stromversorgung 2020-2021-2022-2023-2024.

Die SAIDI- und SAIFI-Indikatoren werden auf europäischer Ebene berechnet, um die Qualität der Versorgungskontinuität im Stromnetz zu bewerten. Sie beziehen sich auf die Anzahl der Minuten (SAIDI) bzw. die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen (SAIFI) pro Niederspannungskunde.

In der Tabelle sind auch Werte aus gestörten Betriebszuständen aufgeführt, die durch außergewöhnliche Ereignisse verursacht wurden – wie Überschreitung der normativ vorgesehenen Grenzwerte für Windgeschwindigkeit oder Temperaturen, das Auftreten von Eismantelbildung, Erdrutschen,

Windwirbel, Lawinen, Überschwemmungen u.Ä. Diese Ereignisse betreffen gleichzeitig mehrere Leitungen und sind daher vom Berechnungsverfahren der SAIDI- und SAIFI-Indikatoren ausgeschlossen. Im Jahr 2020 wurde eine starke Belastung des Edyna-Netzes infolge außergewöhnlicher Schneefälle im Dezember festgestellt.

Die Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungsqualität umfassen hauptsächlich: die kontinuierliche Installation neuer Fernschaltgeräte in den Sekundärstationen, die Einführung von Leitungsschaltern und die Anwendung der Fehlerortung mittels FNC-Technik (Fehler nicht unter Spannung).
Edyna treibt die Verbreitung der Fernüberwachung von Ortsnetzstationen aktiv voran, mit besonderem Fokus auf städtische Gebiete, Hauptnetzknoten sowie schwer erreichbare Standorte. Dies ermöglicht eine schnellere Fehlererkennung und -eingrenzung, was zu einer deutlichen Reduzierung der Reaktionszeiten führt. Mit der Weiterentwicklung der Netzautomatisierung soll außerdem die Anzahl der abgeschalteten Kunden reduziert werden, indem fehlerhafte Leitungsabschnitte automatisch abgeschaltet werden – mit dem Ziel, die Kontinuitätskennzahlen zu verbessern.
Zur Verbesserung der Spannungsqualität verfolgt Edyna zwei Hauptmaßnahmen:

- Installation von Drosselspulen in Ortsnetzstationen zur Kompensation von Blindleistungsflüssen, wie im Abkommen zwischen Edyna und TERNA vorgesehen;
- Einbau automatischer Spannungsregler (MS/NS und NS/NS), die eine hervorragende Spannungsqualität für die Endkunden gewährleisten.

6. Entwicklungsszenarien im Energiesektor

Dieses Kapitel enthält die Bezugsinformationen für den Netzbetreiber für die Erstellung von Entwicklungsszenarien in der Autonomen Provinz Bozen. Die erarbeiteten Szenarien bilden die Grundlage für den Prozess zur Identifikation der Entwicklungsmaßnahmen, die im Plan enthalten sind.
Für die Ausarbeitung der Szenarien wurden Methoden verwendet, die mit den „Leitlinien für die Entwicklung von Energieszenarien für elektrische Verteilnetze“ übereinstimmen, welche von Utilitalia in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde ARERA entwickelt wurden.
Gemäß diesen Leitlinien beziehen sich die analysierten Szenarien auf die Faktoren, die voraussichtlich den größten Einfluss auf die Planung und den Betrieb des öffentlichen Verteilnetzes haben: erneuerbare Energien, Speichersysteme sowie Strombedarf – insbesondere im Zusammenhang mit Wärmepumpen und Elektromobilität.

Allgemeiner Überblick

In den letzten Jahren hat der Energiesektor im Einklang mit der technologischen Entwicklung und den globalen Dekarbonisierungsstrategien einen Übergang zu nachhaltigeren, dezentraleren und effizienteren Ansätzen durchlaufen. Insbesondere wird der europäische Kontext von den Zielen des Europäischen Grünen Deals[1] und den Vorschriften des Clean Energy Package[2,] geprägt, während auf nationaler Ebene der Integrierte Nationale Energie- und Klimaplan (PNIEC) [3] einen Fahrplan für die Dekarbonisierung, die Verbesserung der Energieeffizienz und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen festlegt. In diesem Kontext hat die italienische Gesetzgebung unter Berücksichtigung der europäischen Direktiven auch einen Weg zur stärkeren Integration erneuerbarer Energiequellen (FER) eingeschlagen, durch Instrumente wie Energiegemeinschaften[4] und Agrivoltaik[5].
Auf lokaler Ebene liefert der Klimaplan Südtirol 2040[6] die Bezugswerte für die Umsetzung der Energiewende, indem er die spezifischen territorialen Bedürfnisse mit den europäischen Vorgaben im Bereich technische Effizienz, Umweltverträglichkeit und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit vereint. Insbesondere fördert der Plan den Einsatz von Technologien zur Steigerung der dezentralen Energieerzeugung (GD), um den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 75 % und bis 2040 auf 100 % zu erhöhen; er strebt zudem eine verstärkte Elektrifizierung der Last an und hat das Ziel, die CO_2-Emissionen bis 2030 um 55 % zu reduzieren. In diesem Kontext agiert Edyna als primärer Stromverteiler der Autonomen Provinz Bozen in einem einzigartigen Umfeld, das durch eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien, einen zunehmenden Einsatz von Speichertechnologien und eine schnelle

[1] Green Deal europeo, https://www.consilium.europa.eu/it/policies/european-green-deal/

[2] Clean energy for all Europeans package, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

[3] Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), https://www.mase.gov.it/comunicati/clima-energia-litalia-ha-inviato-il-pniec-bruxelles

[4] Decreto MASE n. 414 del 7 dicembre 2023, “Comunità energetiche rinnovabili”, https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-mase-pubblicato-decreto-cer.

[5] D.M. 436/2023, “Decreto Agrivoltaico”, in vigore dal 14 febbraio 2024. https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-il-mase-pubblica-il-decreto-di-incentivo-allagrivoltaico-innovativo

[6] Piano Clima Alto Adige 2040, https://www.klimaland.bz/it/piano-clima-alto-adige-2040/.

Elektrifizierung der Nachfrage, insbesondere in den Bereichen Wohnen und Verkehr, geprägt ist. Das Verteilnetz von Edyna, das entwickelt wurde, um hohe Sicherheits-, Kontinuitäts- und Zuverlässigkeitsstandards zu gewährleisten, steht vor neuen Herausforderungen aufgrund der oben genannten Entwicklungen. Aus diesen Gründen muss die Planung des Verteilungssystems entsprechend überarbeitet werden.

Aus diesen Gründen muss die Planungstätigkeit im Bereich des Verteilungssystems entsprechend überprüft werden, um die verschiedenen Faktoren der Energiewende mit potenziellen Auswirkungen auf das Netz zu berücksichtigen, wie etwa

die Entwicklung der Anzahl der Neuanschlüsse im Zusammenhang mit neuen Verbindungen von passiven und aktiven Nutzern sowie die Anfragen zur Erhöhung der Bezugs- und Einspeiseleistung der Nutzer.

Zu diesem Zweck beschreibt dieses Kapitel des Entwicklungsplans von Edyna die wichtigsten Ergebnisse der Aktivitäten zur Erstellung der Entwicklungsszenarien des elektrischen Systems, die darauf abzielten, realistische Schätzungen des Wachstums der verschiedenen interessierenden Faktoren für den Netzplanungprozess zu liefern, wobei die verfügbaren Schätzungen auf nationaler Ebene als Referenz herangezogen und die weiteren relevanten Faktoren auf lokaler Ebene berücksichtigt wurden.

Auswirkungen der Energiewende auf die an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz gemessenen Leistungsflüsse

In einem Kontext tiefgreifender Transformation des Energiesektors sah sich Edyna in den letzten Jahren mit einer zunehmenden Elektrifizierung des Endverbrauchs von Energie konfrontiert, insbesondere bei den Haushaltskunden (z. B. Wärmepumpen und Induktionskochfelder), sowie mit einer wachsenden Verbreitung von dezentralen Energieerzeugung (insbesondere aus photovoltaischer Quelle), vorangetrieben durch die nationale und/oder lokale Dekarbonisierungspolitik. Dieser Kontext stellt eine Herausforderung für den Betreiber des Verteilnetzes dar, aufgrund der Qualitäts- und Wirtschaftlichkeitsanforderungen des Dienstes, die dennoch garantiert werden müssen. Daher ist eine gründliche Analyse der Entwicklungsperspektiven der verschiedenen Faktoren, die Teil des Dekarbonisierungsprozesses sind, unerlässlich, um ihre potenziellen Auswirkungen auf das Stromnetz rechtzeitig zu bewerten und gegebenenfalls entsprechende Korrekturmaßnahmen zu definieren. Um diese Projektionen zu erstellen, ist es hilfreich, Hinweise aus den jüngeren Messungen der Lasten und der dezentralen Energieerzeugung im Gebiet zu extrahieren.

In den letzten Jahren hat die schnelle Entwicklung der nicht steuerbaren dezentralen Energieerzeugung einerseits die Notwendigkeit häufiger und umfangreicher Aktualisierungen des regulatorischen Rahmens bedingt und andererseits zu einer radikalen Transformation der Verteilnetze geführt, die sich von traditionell „passiven“ zu „aktiven“ Netzen entwickelt haben. Historisch gesehen hatten die Hochspannungs-/Mittelspannungs-Hauptumspannwerke (HS/MS) die Aufgabe, die Energie aus dem Übertragungsnetz auf Mittel- und Niederspannungsebene zu transformieren und in einem

unidirektionalen Fluss zu den Endverbrauchern zu führen. In den letzten Jahren jedoch wurde in vielen Hauptumspannwerken häufig einen Rückfluss in das Hochspannungsnetz festgestellt. Dieses Phänomen betraf insbesondere das Edyna-Netz, in dem fast alle Hauptumspannwerke regelmäßig einen Rückfluss erlebten, insbesondere im Zeitraum von April bis Ende August. Die Hauptursache für dieses Phänomen ist der Anstieg der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken, die mit der Schneeschmelze verbunden ist.
Um die notwendigen Überlegungen hinsichtlich der Entwicklungsbedürfnisse des Verteilnetzes anzustellen, muss die Entwicklung des Strombedarfs des Verteilnetzes im Laufe der Zeit analysiert werden, wobei zwischen saisonalen Phänomenen (z.B. der Schneeschmelze) und langsameren, mehrjährigen Entwicklungen, die durch wirtschaftliche, klimatische und technologische Faktoren verursacht werden, unterschieden werden muss. Eine Analyse der Wirkleistungsflüssen der letzten Jahre an der Schnittstelle zwischen den Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzen der Autonomen Provinz Bozen zeigt vor allem die Auswirkungen einer zunehmenden Verbreitung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen (insbesondere aus photovoltaischer Quelle), was sich in einer zunehmenden Dauer der Flussumkehr äußert, in der die Leistung vom Verteilnetz zum Übertragungsnetz fließt (Abbildung 1).

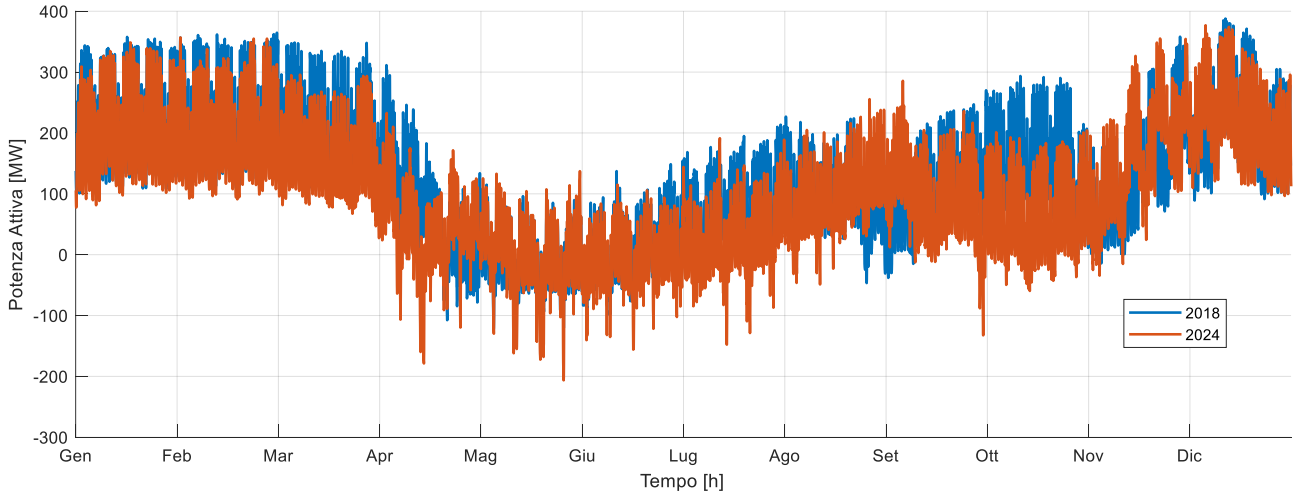


Abbildung 1: Strombedarfsprofil des gesamten Edyna-Verteilersystems (2018 und 2024) [MW] (positive Werte stehen für Leistungsabnahme).

Folglich hat im Laufe der Jahre die Anzahl der Stunden mit Flussumkehr stetig zugenommen, von 11 % der Jahresstunden im Jahr 2018 auf 18 % im Jahr 2024 (Abbildung 2). Es muss betont werden, dass auf diese Entwicklung eine Reihe weiterer Faktoren einen wichtigen Einfluss hat, wie die jährliche Variabilität der Niederschläge, von denen die Wasserkraftproduktion stark abhängt, sowie außergewöhnliche Faktoren wie die COVID-19-Pandemie; im Jahr 2024 wurde die Zunahme des Zeitraums mit Flussumkehr auch durch den Anstieg der Wasserkraftproduktion unterstützt, die ein Jahr mit besonders günstigen Niederschlägen erlebte. Fokussiert man sich auf das Jahr 2024, so zeigte das Verteilnetz von Edyna einen Sommerleistungshöhepunkt bei Flussumkehr mit einer Leistung von etwa 200 MW. Im Winter wurde dagegen der maximale Lastspitzenwert mit Entnahmeleistungen von fast 370 MW verzeichnet.

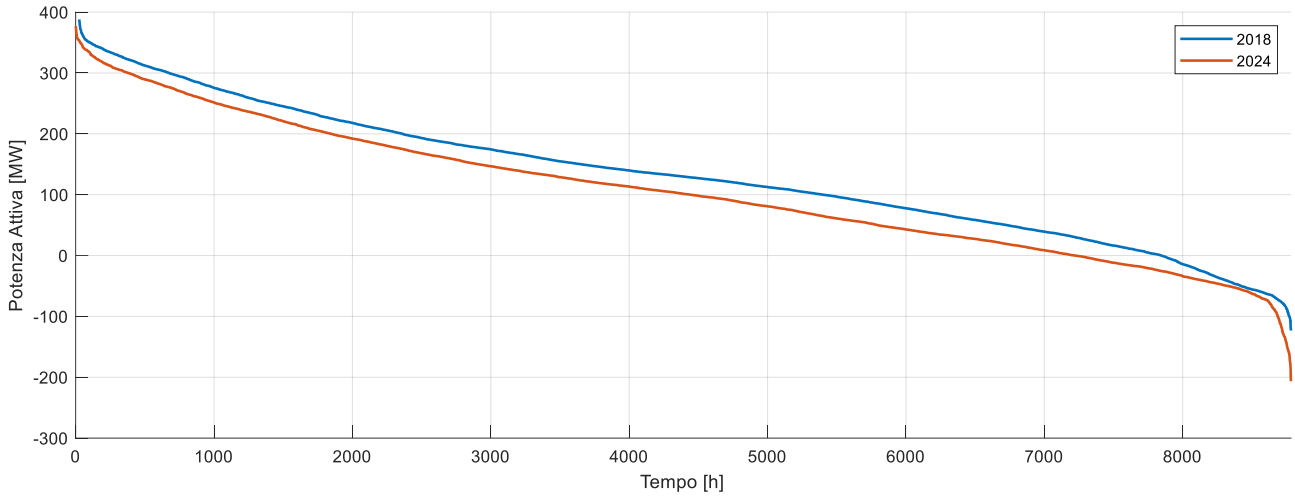


Abbildung 2: Leistungsdiagramm mit der Dauer im gesamten Edyna Verteilernetz(2018 und 2024) [MW].

Was beobachtet wurde, wird deutlich, wenn man die Lastverläufe eines einzelnen Hauptumspannwerkes (z.B. UW Appiano) in einer Winter- und einer Sommerwoche analysiert (Abbildung 3). Insbesondere in der Winterwoche kann eine leichte Reduzierung der Spitzenentnahmen von 2018 bis 2024 beobachtet werden, von 7 MW auf 6 MW. In der Sommerwoche hingegen, neben einer größeren täglichen Variabilität der Leistungsaustausch mit dem überlagerten Netz, wird der zunehmende Beitrag der Photovoltaikerzeugung in den zentralen Stunden des Tages deutlich, der einen Großteil der Last auszugleichen tendiert.

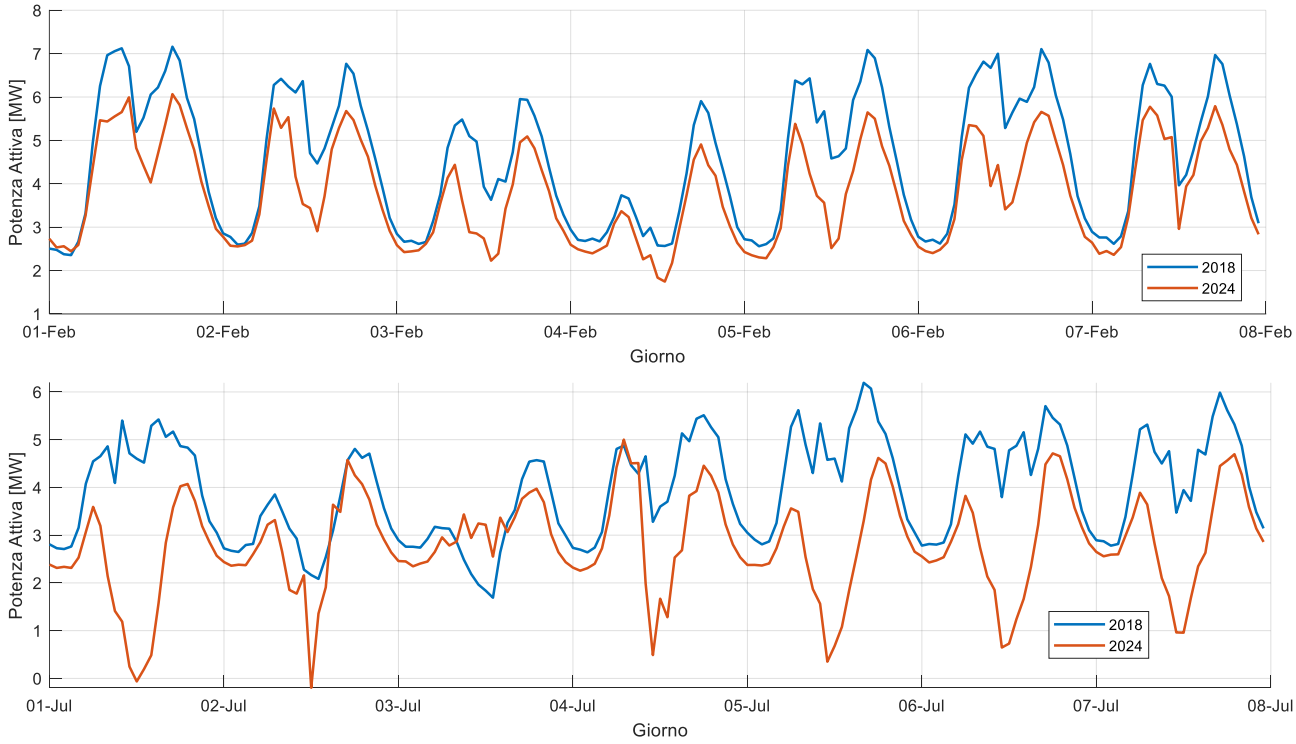


Abbildung 3: Profil der Wirkleistung eines Edyna Hauptumspannwerkes (2018 und 2024), in einer Winterwoche (oben) und in einer Sommerwoche (unten) [MW].

Bezüglich des Austausches von Blindleistung mit dem Übertragungsnetz wurde im Jahr 2024 ein induktives Verhalten des Verteilnetzes über das ganze Jahr hinweg beobachtet, mit Spitzenwerten im

Bereich von etwa 100 Mvar. Trotz dieses globalen Trends ist es jedoch wichtig zu betonen, dass mehrere Hauptumspannwerke in Südtirol in den letzten Jahren zunehmend ein kapazitives Verhalten zeigen, insbesondere in den Nachtstunden. Dies ist sowohl auf den Effekt der schrittweisen Einführung von Kabeln anstelle von Freileitungen zurückzuführen als auch auf die wachsende Verbreitung von Lasten, die auf Wechselrichtern basieren und die Netzleistung mit nahezu Einheits-Leistungsfaktor entnehmen.

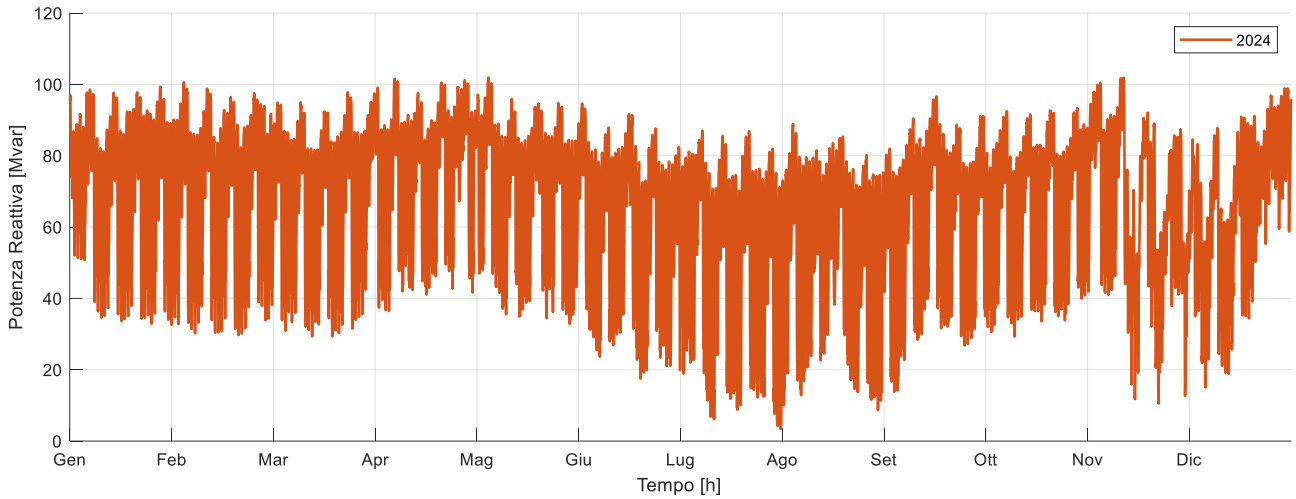


Abbildung 4: Profil der Blindleistung im gesamten Verteilersystem Edyna (2024) [Mvar].

Um eventuelle punktuelle Engpässe zu identifizieren und das Verhalten des Verteilnetzes besser zu verstehen, sind in der Tabelle die wichtigsten Betriebsindikatoren für jedes Hauptumspannwerk im Gebiet aufgeführt.

- **Belastungsgrad [%]:** Verhältnis zwischen der gemessenen Scheinleistung und der gesamte Nennwert der Transformatoren im Hauptumspannwerk (durchschnittlicher Wert, maximaler Wert und 99. Perzentil).
- **Umkehrzeit [h]:** Anzahl der Stunden pro Jahr, in denen die Wirkleistung vom Mittelspannungsnetz ins Hochspannungsnetz fließt.
- **Kapazitive Q-Zeit [h]:** Anzahl der Stunden pro Jahr, in denen das Hauptumspannwerk ein kapazitives Verhalten zeigt.

Aus den berechneten Indikatoren lässt sich ein ziemlich heterogenes Verhalten zwischen den verschiedenen Hauptumspannwerken erkennen; im Allgemeinen sind die jährlichen Leistungsspitzen unter 50 % der gesamten verfügbaren Transformatorleistung, aber in einigen Fällen auch deutlich höher. Was die Umkehrung des Wirkleistungsflusses betrifft, so wird das Phänomen fast in allen Hauptumspannwerken beobachtet, obwohl auch hier große Unterschiede bestehen, mit einigen Hauptumspannwerken, die Spitzen von über 90 % aufweisen, und anderen mit Werten unter 1 %. Ähnliche Überlegungen gelten für die Blindleistungsflüsse: Der Prozentsatz der Stunden im Jahr, in denen ein kapazitives Verhalten auftritt, ist im Allgemeinen hoch, obwohl es auch Situationen gibt, die ausschließlich induktive Flüsse aufweisen.

Name Hauptumspannwerk	*Belastungsgrad Mittelwert [%]*	*Maximaler Belastungsgrad [%]*	*Belastunggrad 90% [%]*	*Umkehrzeit [h]*	*Kapazitive Zeit [h]*
Appiano	17,85	36,63	26,51	57	6525
Brennero	5,69	12,45	10,55	5573	8306
Brunico	10,4	32,69	17,94	4689	8762
Cardano	11,38	39,65	18,45	721	8482
Castelbello	2,36	20,93	2,4	4298	152
Colle	11,76	31,72	22,4	549	7412
Corvara	19,05	72,66	44,17	2797	8410
Dobbiaco	12,04	27,72	17,22	4116	8620
Glorenza	5,32	22,87	9,51	5815	7003
Laces	4,25	10,06	6,59	1969	8666
Laion	21,09	56,81	36,96	23	8677
Laives	18,62	41,94	27,11	57	8607
Lasa Nuova	12,62	42,44	22,13	2343	6980
Molini Tures	21,17	43,12	38,65	7723	8774
Mules	4,12	12,92	6,92	1011	8784
Ora	26,52	52,74	39,22	75	5986
Ponte Gardena	24,15	46,2	33,31	592	8732
Ponte Marlengo	11,9	25,63	17,62	0	7008
Prati Vizze	11,91	30,8	19,81	5438	8783
Resia	5,54	9,99	7,86	0	6556
Rio Pusteria	20,5	50,37	31,13	5179	8538
San Antonio	8,7	19,8	12,15	1368	8752
San Leonardo Passiria	28,03	69,77	55,07	8217	7668
Santa Valburga	5,88	16,83	8,13	5516	8734
Sarentino	12,67	30,46	22,48	5787	8778
Sassari	13,72	27,03	18,21	0	8024
Senales	14,91	44,55	26,15	1575	5377
Tel	11,41	39,4	18,19	292	7865
Tirolo	7,91	34,67	14,2	2501	5726
Val d'Adige	9,03	19,67	13,17	258	8512
Val di Nova	16,16	28,22	21,97	0	7354
Vernago	12,38	40,6	28,59	4446	7035
Z.I. Lana	*11,85*	*26,28*	*19,74*	*490*	*4079*

Tabelle V: Betriebsindikatoren Hauptumspannwerken Edyna.

Die Profile der Wirk- und Blindleistung, die in den Hauptumspannwerken gemessen werden, spiegeln die kombinierten Effekte der Stromlast und der dezentralen Erzeugung wider; in den kommenden Jahren werden diese Beiträge sicherlich Veränderungen unterworfen sein, bedingt durch den Anstieg des Verbrauchs (z. B. im Zusammenhang mit einer stärkeren elektrischen Durchdringung des Energiemixes bei den Endnutzern) sowie durch die Entwicklung erneuerbarer Energien (z. B. durch nationale und/oder lokale Anreize). Es ist daher entscheidend, die perspektivische Rolle dieser Elemente zu vertiefen, um das Stromnetz entsprechend zu planen, auch im Hinblick auf eine ständige Verbesserung der Kontinuitäts- und Resilienzindizes des Stromdienstes. Im nächsten Abschnitt wird die Entwicklung der

dezentralen Energieerzeugung in der Autonomen Provinz Bozen analysiert, wobei zunächst die historischen Daten betrachtet werden. Anschließend werden verschiedene Szenarien der erwarteten Entwicklung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf den referenzierten Zeithorizonten (2030, 2035, 2040) erarbeitet, in Übereinstimmung mit den auf nationaler Ebene verfügbaren Schätzungen.

Dezentrale Erzeugung und Speicherung

In den letzten Jahren wurde in Südtirol ein exponentielles Wachstum der dezentralen Erzeugungsanlagen verzeichnet, insbesondere von nicht steuerbaren erneuerbaren Energiequellen (FER), vor allem in Form von Photovoltaikanlagen (PV). Dieses Wachstum wurde einerseits stark von den auf nationaler Ebene definierten Anreizen zur Unterstützung der Dekarbonisierung des Energiesystems beeinflusst und andererseits von der globalen geopolitischen Situation, der Energiekrise und dem damit verbundenen Anstieg der Energiepreise auf dem Markt. Diese progressive Transformation wurde auch durch die Umweltpolitik der Autonomen Provinz Bozen unterstützt, die das Ziel verfolgen, bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen. In dieser Region hat dieses Phänomen noch größere Bedeutung, da das Territorium günstige Bedingungen bietet und eine starke Umwelt- und Energiepolitik verfolgt, die auf die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft, Photovoltaik und Biogas ausgerichtet ist.

Bezüglich der historischen Entwicklung der dezentralen Energieerzeugung im Land sind Photovoltaiksysteme die Technologie, die in den letzten Jahren am stärksten gewachsen ist, aufgrund der nationalen und lokalen Anreize. Zwischen 2018 und 2024 hat sich die Anzahl der an das Edyna-Netz angeschlossenen PV-Anlagen von 6.000 auf 12.000 Einheiten verdoppelt. Darüber hinaus hat der Wachstumstrend der neuen PV-Anlagenanschlüsse seit 2022, insbesondere aufgrund der Energiekrise und des Superbonus, eine große Beschleunigung erfahren, mit einem jährlichen Anstieg von 2.500 Einheiten pro Jahr. Dieses Wachstum betraf vor allem die Niederspannungsnetze, in denen der Großteil der Photovoltaikanlagen angeschlossen ist. So ist bis 2024 98 % der PV-Anlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen.

Im Gegensatz dazu ist die installierte Leistung aus Quellen, die nicht solarer Natur sind (vor allem Wasserkraft), in den letzten Jahren nahezu konstant geblieben. So hat die mit dem Netz verbundene PV-Leistung im Jahr 2022 mit über 190 MW die Wasserkraftleistung eingeholt. Mit dem Anstieg der Anschlusszahlen übersteigt die installierte Photovoltaikleistung im Jahr 2024 die Wasserkraftleistung in

Südtirol deutlich (+33 %) und hat mittlerweile 290 MW erreicht (Abbildung 5).

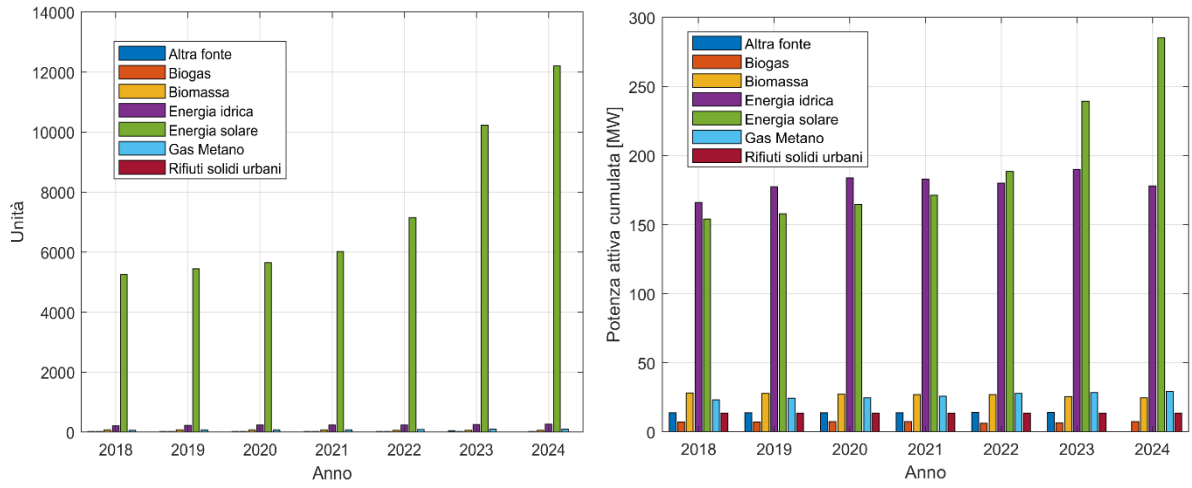


Abbildung 5: Entwicklung der über das Gebiet verteilten Erzeugung nach Quellen unterteilt (Anzahl und instellierte Leistung).

Wie aus den historischen Daten (Abbildung 6) hervorgeht, betraf die in den letzten Jahren beobachtete Beschleunigung neuer Installationen insbesondere die Niederspannungserzeugung, aufgrund der im nationalen Rahmen verabschiedeten Dekarbonisierungspolitik.

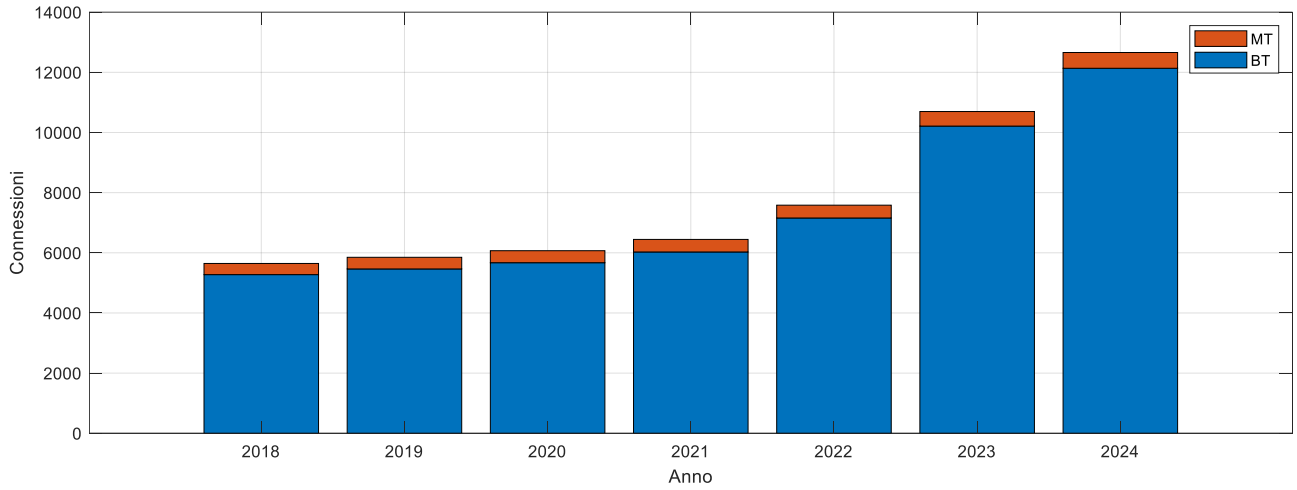


Abbildung 6: Entwicklung der über das Gebiet verteilten Erzeugung in Spannungsebenen unterteilt.

Wie aus den Wachstumsraten der verschiedenen Quellen hervorgeht (Abbildung 7), weist die Photovoltaik-Erzeugung seit 2018 die mit Abstand höchste Wachstumsrate auf, mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von etwa 20% in den Jahren 2023 und 2024. Im Gegensatz dazu zeigen die anderen Technologien eine eher stabile Tendenz, mit positiven oder negativen Schwankungen von nur wenigen Prozentpunkten.

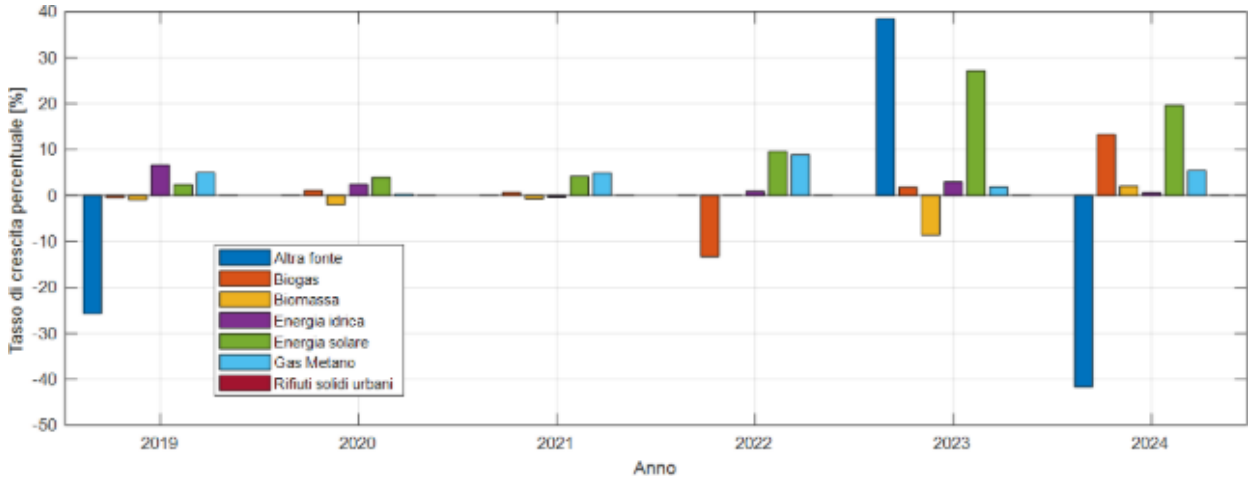


Abbildung 7: Entwicklung der über das Gebiet verteilten Erzeugung (Jährliche Zuwachsrate).

Die folgende Abbildung 8 zeigt die geografische Verteilung der Photovoltaikanlagen in Südtirol im aktuellen Szenario, sowohl in Bezug auf die insgesamt in jeder Gemeinde installierte Leistung als auch auf die installierte Leistung pro Flächeneinheit [kWp/km²].

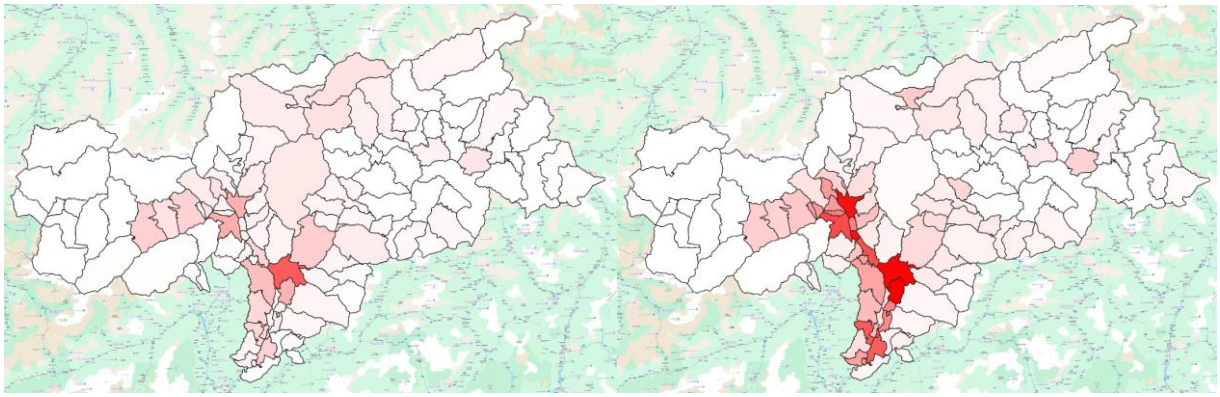


Abbildung 8: Verteilung der PV Anlagen in Südtirol: gesamtleistung je Gemeinde (sinistra links; fondo scala max. 29 MW) je Flächeneinheit (rechts; max. 580 kW/kmq).

Basierend auf den historischen Daten ergeben sich für die Zukunft keine besonderen Probleme im Zusammenhang mit dem Wachstum von Technologien zur Energieerzeugung, die nicht auf Solarenergie basieren. Für die Solarenergie hingegen, aufgrund des schnellen Wachstums, das ihre Expansion in den letzten Jahren geprägt hat, ist es entscheidend, ihre zukünftige Entwicklung zu bewerten, um die erwarteten Auswirkungen auf das Netz zu quantifizieren und entsprechend die notwendigen Korrekturmaßnahmen zu definieren.

Für den Aufbau der Szenarien zur Durchdringung der Photovoltaik-Technologie auf dem Gebiet wurde ein Verfahren implementiert, das zunächst die Schätzung des Verbrauchs der bestehenden Anlagen auf Dach- und Bodenflächen vorsah. Zu diesem Zweck wurde angenommen, dass die tatsächlich für die Installation von Photovoltaikanlagen nutzbaren Dachflächen 12 % der Gesamtfläche ausmachen, wobei die Ausrichtung, mögliche Verschattungen und/oder andere Installationsbeschränkungen berücksichtigt wurden. Für die Bodeninstallationen wurde eine nutzbare Fläche von 4,8 % angenommen. Außerdem wurden mögliche Einschränkungen bei der Installation von Anlagen aufgrund der Präsenz von

Naturschutzgebieten berücksichtigt. Die Bruttogrundfläche der Gebäude und Flächen wurde aus öffentlichen Datenbanken (OpenStreetMap) entnommen.

Die evolutionären Szenarien für die Durchdringung der Photovoltaikquelle im Edyna-Netz wurden im Einklang mit den Annahmen im Dokument zur Beschreibung der Szenarien (DDS) 2024 Terna-Snam erstellt[7]. Konkret wurden aus den Schätzungen im DDS für die „dezentralisierte" PV-Erzeugung in Norditalien die erwarteten Wachstumsraten der Technologie für die Jahre 2030, 2035 und 2040 abgeleitet, gemäß verschiedenen politischen Optionen auf nationaler Ebene.

2023	2030		2035			2040		
Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	G\A-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
9,2	21,4	20,3	23,3	24,6	21,9	25,1	26,1	23,6

Tabelle VI: PV kapazität 2030, 2035 e 2040, geschätzt laut "DDS 2024 Terna-Snam secondo le diverse policy - area Nord [GW].

Für die Erstellung der Szenarien wurden folgende Optionen berücksichtigt.

- **PNIEC Policy:** Im DDS nur bis 2030 definiert, sieht sie einen Prozess der Dekarbonisierung des Energiesystems im Einklang mit den auf nationaler Ebene im „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan" festgelegten Zielen vor, in Übereinstimmung mit den europäischen Vorgaben.
- **PNIEC Slow:** Entsprechend den Annahmen des DDS berücksichtigt dieses Szenario eine langsamere Übergangsphase (im Vergleich zu den PNIEC Policy-Szenarien) hin zu den Dekarbonisierungszielen.
- **DE-IT („Distributed Energy – Italien"):** Wie im DDS vorgesehen, wird für 2035 und 2040 ein Grad der Dekarbonisierung angenommen, der mit den europäischen Zielen übereinstimmt.

Aus den nationalen Daten (Tabelle) geht hervor, dass die prognostizierte Wachstumsrate des Szenarios PNIEC Slow ziemlich gut mit dem Wachstum der Photovoltaik-Erzeugung in Südtirol im Zeitraum 2018-2024 (11,28%; +243 MW bis 2030) übereinstimmt. Das bedeutet, dass im Falle eines unveränderten Wachstums-Trends der Photovoltaik in der Zukunft das Erreichen der im nationalen PNIEC Slow-Szenario für 2030 prognostizierten Photovoltaik-Durchdringung in Südtirol sehr wahrscheinlich ist. Was das Szenario PNIEC Policy betrifft, würde die zusätzliche Photovoltaikleistung bis 2030 bei 303 MW liegen, was zu einer insgesamt installierten Leistung von 588 MW in Südtirol zu diesem Zeitpunkt führen würde.

Szenarien	2030	2035	2040
PNIEC Policy 2030 + DE-IT 2035/2040	12,82%	1,72%	1,50%
PNIEC Slow	11,97%	1,53%	1,51%

Tabelle VII: prozentuelle Wachstumswerte der PV Anlagen im Edyna Verteilernetz.

7 Terna e Snam, "Documento di Descrizione degli Scenari 2024" (DDS 2024), https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/scenari

Laut den nationalen Schätzungen sollte die Photovoltaikerzeugung in der Provinz Bozen bis 2030 schnell wachsen und sich in den folgenden Jahren verlangsamen, bis sie 2040 etwa 614 bis 689 MW erreichen wird (Abbildung 9; Tabelle VIII).

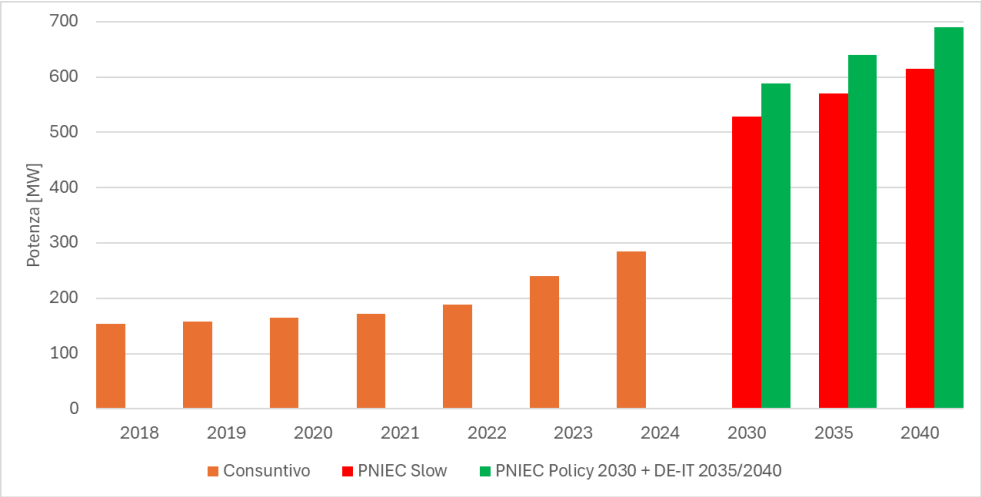


Abbildung 9: Enwicklungsszenarien derPV produktion 2030, 2035 e 2040 [MW].

	2030		2035		2040	
	PNIEC Policy	**PNIEC Slow**	**DE-IT**	**PNIEC Slow**	**DE-IT**	**PNIEC Slow**
Hinzukommende PV-Leistung [MW]	302,86	243,23	355,07	284,88	404,54	329,14
Gesamte PV-Leistung [MW]	588,09	528,46	640,30	570,11	689,77	614,37

Tabelle VIII: Installierte PV Leistung in Südtirol nach analisierten Szenarien .

Basierend auf den Verbreitungsraten der Technologie im Gebiet und unter der Annahme einer entsprechenden Diversifizierung in Bezug auf die Größe und die Art der Installation (auf dem Dach oder auf Freiflächen) wurde die neue Erzeugungskapazität im Gebiet proportional zu den verfügbaren Restflächen in jeder Gemeinde in Südtirol verteilt.

Auch in Zukunft wird der Bau kleiner Anlagen auf Dächern weiterhin bevorzugt werden: Die stärker urbanisierten Gebiete des Gebiets, wie Bozen und Meran, werden daher besonders von der Entstehung neuer Erzeugungseinheiten betroffen sein. Daraus folgt, dass sich die Entwicklung des elektrischen Verteilnetzes besonders auf diese Gebiete konzentrieren muss, um mögliche Probleme zu bewältigen, die sich aus dem schnellen Wachstum der dezentralen Erzeugung ergeben könnten.

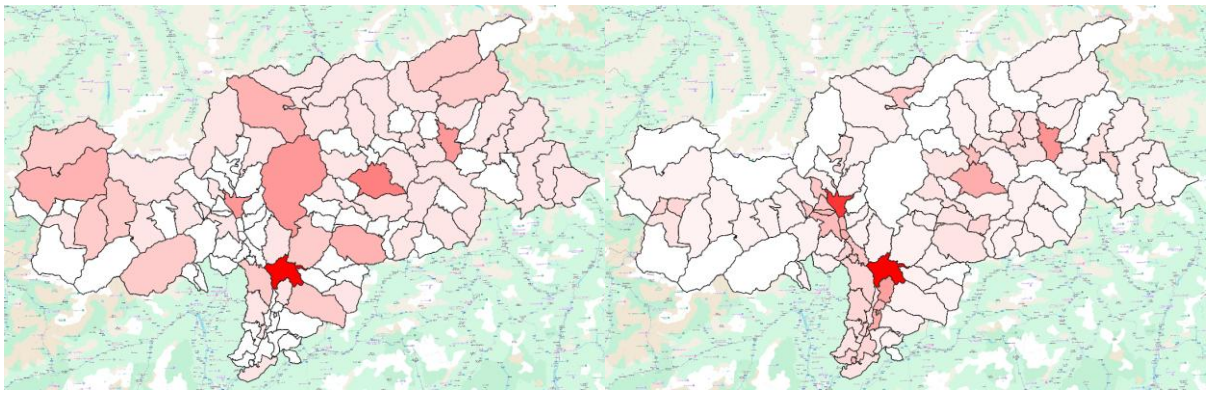


Abbildung 10: Zusätzliche PVleistung laut Szenarium PNIEC Policy 2030: Gesamtleistung je Gemeinde links; Maximalwert 21 MW) und je Oberflächeneinheit (rechts; Maximalwert 405 kW/kmq).

Ende 2024 waren in Südtirol etwa 5.000 Energiespeichersysteme auf Batteriebasis installiert. Diese Systeme werden in Kombination mit dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaikanlagen, genutzt, um den Anteil des lokal selbst verbrauchten Stroms zu erhöhen und so eine Senkung der Stromrechnung zu erzielen. Die Verbreitung von Speichersystemen im Netz in den letzten Jahren wurde durch die Reduzierung der Technologiekosten, den Anstieg der Energiepreise und durch Förderungen vorangetrieben, die die Installation solcher Systeme für kleine Nutzer besonders attraktiv machten.

Es wird erwartet, dass das Wachstum von Speichersystemen auch in Zukunft weiterhin schnell voranschreiten wird, dank jüngster gesetzlicher Maßnahmen, wie z.B. die Einführung von Energiegemeinschaften und dem Ende des Mechanismus des „Scambio Sul Posto“ (SSP). Da mittelgroße und kleine Speichersysteme, die im Verteilnetz Anwendung finden, praktisch immer mit dezentralen Erzeugungsanlagen kombiniert werden, wird die Verbreitung von Batterien eng mit dem Wachstum der erneuerbaren Energien verknüpft sein. Wenn man als grobe Schätzung annimmt, dass die Hälfte der Photovoltaikanlagen, die von heute bis 2030 installiert werden, mit einem Speichersystem ausgestattet sein wird, könnte dies zu einer neuen Batterieleistung im Netz in den nächsten Jahren von zwischen 97 und 121 MW und einer Speicherkapazität von 292 bis 363 MWh führen. Dies berücksichtigt die durchschnittliche Größe und die Merkmale der für die Erhöhung des Eigenverbrauchs bei Photovoltaikanlagen eingesetzten Batterien.

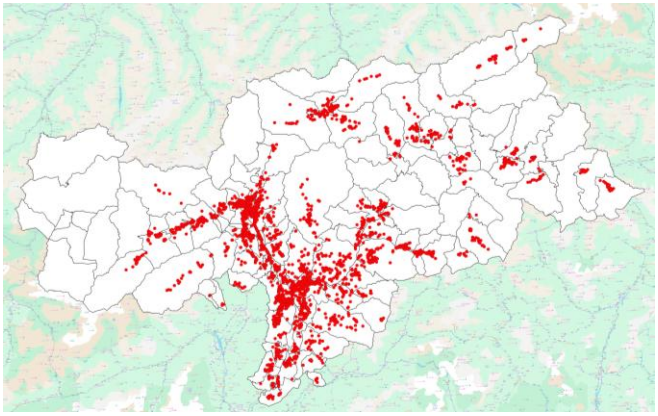


Abbildung 11: Installierte Speichersysteme in Südtirol im Jahr 2024.

Stromnachfrage

Im Kontext der schnellen Entwicklungen hat Edyna untersucht, in welchen Bereichen die Elektrifizierung einen wesentlichen Einfluss auf den Energiebedarf der Nutzer haben könnte. Die Analysen wurden auf der Grundlage der bekannten historischen Daten, der Vergleiche mit verschiedenen Interessengruppen vor Ort und der verfügbaren nationalen Schätzungen durchgeführt, wobei auch die Besonderheiten des Gebiets der Provinz Bozen berücksichtigt wurden. Unter den verschiedenen Elektrifizierungsprozessen wurden insbesondere die Lasten im Bereich der Wohngebäude und des Transportsektors als die Hauptfaktoren identifiziert, die einen erheblichen Einfluss auf das Verteilnetz in Südtirol haben könnten. Es wurden daher spezifische Schätzungen zur Entwicklung der Lasten in diesen Bereichen erstellt.

Schätzung der Elektrifizierung der Lasten im Wohnsektor

Auf europäischer Ebene sind Gebäude für 40 % des Endenergieverbrauchs und 36 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich; diese Prozentsätze spiegeln auch die Situation in Südtirol wider, wo der Heizungssektor jedes Jahr 544.000 Tonnen Kohlendioxid produziert, im Vergleich zu insgesamt 2.028.000 Tonnen (26 % vom Gesamten) [8].

Aus diesem Grund bietet der Gebäudeverbrauch ein enormes Potenzial zur Reduzierung der Emissionen, indem das Energieprofil der Gebäude durch eine Reihe von groß angelegten energetischen Sanierungen in der Zukunft optimiert wird. In diesem Zusammenhang kann die Elektrifizierung der Endnutzungen der Energie einen wesentlichen Beitrag leisten, insbesondere durch die breite Einführung von Technologien, die auf dem elektrischen Energieträger basieren, wie etwa die Elektrifizierung der Heizung durch Wärmepumpen und des Kochens (WP) mit Induktionskochfeldern.

Wärmepumpen

In der Autonomen Provinz Bozen wird die Einführung von Wärmepumpen (WP) stark gefördert[9]: Seit 2020 belaufen sich die finanziellen Anreize zur Förderung der Einführung von WP auf etwa 5,5 Millionen Euro. Um die voraussichtlichen Auswirkungen dieser Technologie auf das Edyna-Netz zu quantifizieren, wurde stets auf das DDS 2024 Terna-Snam verwiesen, dass eine Schätzung der Anzahl von Wärmepumpen in den Schlüsseljahren (2030, 2035 und 2040) liefert, abhängig von der Umsetzung verschiedener politischer Maßnahmen (Tabelle IX).

[8] Eurac Research, “Scenari per l’Alto Adige verso la neutralità climatica”, 2022. https://doi.org/10.57749/jz3s-j725

[9] Provincia Autonoma di Bolzano - Alto Adige, “Pompe di calore: la Provincia offre consulenza e finanziamenti”, 2024. https://news.provincia.bz.it/it/news/pompe-di-calore-la-provincia-offre-consulenza-e-finanziamenti

2023	2030		2035			2040		
früher	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	G\A-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
2,0	4,6	4,2	9,3	8,4	7,3	13,9	12,1	10,3

Tabelle IX: Erwartete Entwicklung der elektrischen Wärmepumpen im Wohnsektor laut DDS Terna-Snam 2024 (Millionen Einheiten).

Insbesondere wird für das Jahr 2030 ein nationaler Anstieg von 2,6 Millionen beziehungsweise 2,2 Millionen Einheiten erwartet, entsprechend den politischen Szenarien PNIEC Policy und PNIEC Slow. Auf der Grundlage dieser nationalen Schätzungen und eines modellbasierten Ansatzes, dessen Annahmen im Folgenden erläutert werden, wurden lokale Schätzungen entwickelt, sowohl hinsichtlich der Anzahl neuer installierter Wärmepumpen (WP) im jeweiligen zeitlichen Rahmen als auch des voraussichtlichen jährlichen Energiebedarfs in der Autonomen Provinz Bozen (Tabelle X). Dieser Prozess hat zu einer Schätzung für 2030 geführt, die eine Anzahl neuer WP von 41.448 beziehungsweise 35.072 Einheiten für die Szenarien PNIEC Policy und PNIEC Slow umfasst, mit einem entsprechenden jährlichen Energiebedarf von etwa 104 bzw. 88 GWh in den beiden Fällen.

	2030		2035		2040	
	PNIEC Policy	**PNIEC Slow**	**DE-IT**	**PNIEC Slow**	**DE-IT**	**PNIEC Slow**
Anzahl der WP	41’448	35’072	135’770	98’573	221’324	154’369
Jährlicher Stromverbrauch [MWh]	104’479	88’405	342’234	248’471	557’889	389'116

Tabelle X: Anzahl der Wärmepumpen und erwartete Steigerung des Stromverbrauchs (in GWh) in der Autonomen Provinz Bozen.

Der für die Erstellung der Szenarien verwendete Prozess wurde auf der Grundlage öffentlicher Daten oder wissenschaftlicher Literatur entwickelt, wobei die voraussichtliche Verbreitung von Wärmepumpen (PDC) auf dem Gebiet Südtirols im Vergleich zur nationalen Schätzung berücksichtigt wurde. Zu diesem Zweck wurde der Bestand an Gebäuden in der Provinz Bozen sowie die durchschnittliche Anzahl der Wohneinheiten pro Gebäude[10] herangezogen. Zudem wurde ein durchschnittlicher jährlicher Wärmeverbrauch von 120 kWh/m² und eine durchschnittliche Wohnfläche von 84,4 m² pro Wohneinheit angenommen. Insbesondere wurde der erste Wert durch Auswertungen öffentlicher Daten der Gasnetzbetreiber ermittelt, unter Bezugnahme auf den durchschnittlichen jährlichen Heizenergieverbrauch im Wohnbereich[11], während der zweite Wert auf der Auswertung der durchschnittlichen Wohnfläche in der Provinz Bozen basierte, die auf ISTAT-Daten[12] zugänglich ist.
Für beide analysierten Szenarien bis 2030 (PNIEC Policy und PNIEC Slow) wurde der Energiebedarf auf ein typisches Jahr mit stündlicher Auflösung verteilt, wobei ein realistisches Verbrauchsprofil für eine

[10] ISTAT, https://www.istat.it/it/archivio/asi

[11] SEAB, Dati statistici aggregati, 2015, https://www.seab.bz.it/it/amministratori/rete-gas-di-bolzano

[12] ISTAT, Report Costruzioni in Italia, https://www.istat.it/tag/costruzioni/

Wärmepumpe zugrunde gelegt wurde, das auf Literaturdaten[13] basiert. Insbesondere wurde angenommen, dass der Stromverbrauch der Wärmepumpen hauptsächlich morgens und abends konzentriert ist, wenn in der Regel die meisten Bewohner zu Hause sind.

Der Prozess wurde auf den folgenden Annahmen entwickelt:

- es wurde eine Korrelation zwischen dem erwarteten Wärmebedarf und der Außentemperatur in den verschiedenen Jahreszeiten angenommen;
- die Aktivierung der Wärmepumpen wurde nur für den Zeitraum vorgesehen, in dem die Heizungsanlagen tatsächlich eingeschaltet werden dürfen (15. November - 15. April);
- der jährliche Energiebedarf basierend auf der Lastkurve der Wärmepumpen wurde auf die im Referenzszenario (PNIEC Policy und PNIEC Slow) erwartete Energie festgelegt;
- es wurden keine möglichen Sanierungsmaßnahmen an den Gebäuden berücksichtigt, die den Wärmebedarf verringern und somit die zusätzliche elektrische Last reduzieren könnten; gleichzeitig wurden die Auswirkungen einer möglichen künftigen Temperaturerhöhung aufgrund des Klimawandels, die zu einer Erhöhung der Last führen könnte, vernachlässigt.

In den Abbildungen 12 und 13 sind die Verbrauchszuwächse aufgrund der voraussichtlichen Verbreitung von Wärmepumpen im Wohnbereich bis 2030 für die im vorliegenden Entwicklungsplan verwendeten Referenzszenarien dargestellt. Die Diagramme beziehen sich auf das gesamte Jahr und die zweite Januarwoche (Lastspitze): Die Szenarien PNIEC Policy und PNIEC Slow zeigen einen Leistungsgipfel von etwa 60 MW bzw. 50 MW und eine durchschnittliche Leistung während der Heizperiode von 28 MW bzw. 24 MW.

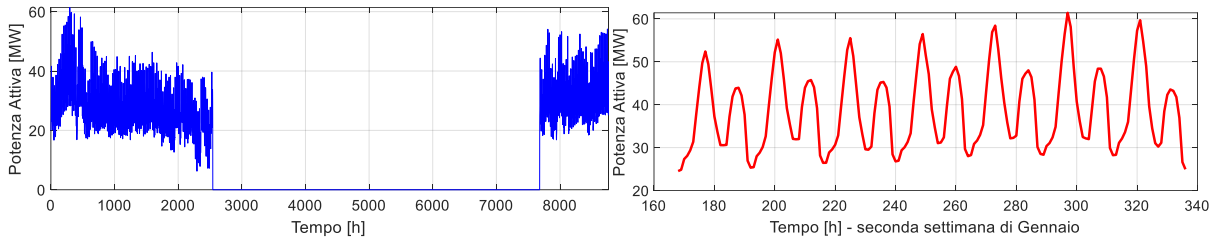


Abbildung 12: Anstieg der elektrischen Last [MW] aufgrund der Verbreitung von Wärmepumpen im Wohnsektor – PNIEC Policy Szenario 2030.

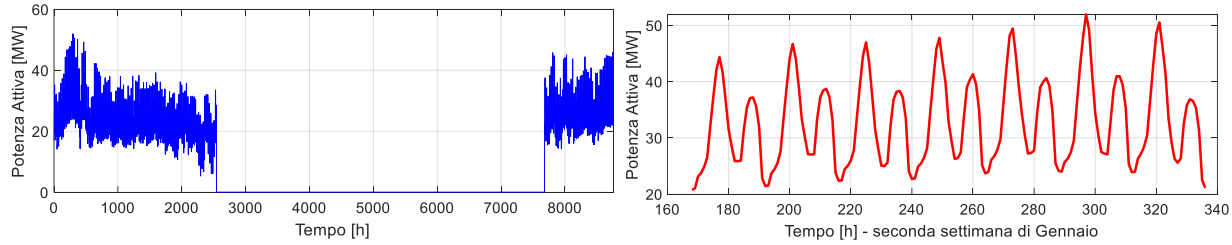


Abbildung 13: Anstieg der elektrischen Last [MW] aufgrund der Verbreitung von Wärmepumpen im Wohnsektor – PNIEC Slow Szenario 2030.

[13] J. Love et al., "The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand: Evidence from a heat pump field trial," Applied Energy, Volume 204, 2017, 332-342, ISSN 0306-2619, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.026

Um die Auswirkungen dieser zusätzlichen Last auf das Stromnetz zu verstehen, wurde die Anzahl der Wärmepumpen (sowie deren Anstieg bis 2030) auf provinzieller Ebene verteilt, wobei die spezifischen Merkmale des Gebiets (Urbanisierungsgrad) und das Vorhandensein alternativer Heizmethoden (Fernwärme, die bereits mehr als die Hälfte des thermischen Bedarfs der Provinz deckt[14])) berücksichtigt wurden. In der Zukunft wird ein ungleichmäßiger Einfluss auf das Netz aufgrund der zusätzlichen Last durch die Wärmepumpen erwartet; die stärker urbanisierten Gebiete Südtirols, die jedoch nicht mit Fernwärme versorgt werden, werden in der Tat einen viel größeren Lastanstieg erfahren als anderswo. Folglich werden auch die Auswirkungen auf das Stromnetz sehr unterschiedlich sein.

Der Anstieg des jährlichen Verbrauchs durch Wärmepumpen wurde geografisch verteilt, indem das von ISTAT für die Volkszählung[15] definierte Netz verwendet wurde. Der Einsatz öffentlicher Datenbanken ermöglicht es, Perspektiven zu teilen und Analysen, die von verschiedenen Akteuren mit spezifischen Zielen durchgeführt wurden, zusammenzuführen, um eine bessere Koordination zwischen den Akteuren zu erreichen.

In diesem Prozess wurde die tatsächliche Verteilung der Fernwärme in der Provinz berücksichtigt (Abbildung 14)[16]. Zum Beispiel ist im Fall der Stadt Bozen zu beobachten, dass ein großer Teil des städtischen Gebiets mit Fernwärme versorgt wird (in Orange), weshalb dieses Gebiet in Zukunft weniger geneigt sein wird, Wärmepumpen zu beherbergen.

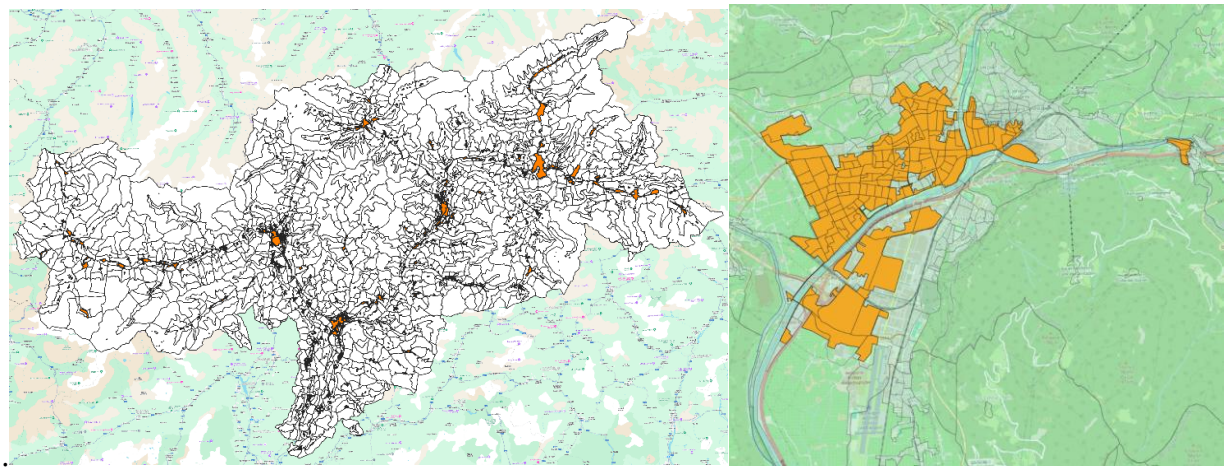


Abbildung 14: Verteilung der Fernwärme – Autonome Provinz Bozen (links) und Stadt Bozen (rechts).

Die Verteilung der prognostizierten Stromverbräuche, die mit der Verbreitung der Wärmepumpen (PDC) verbunden sind, wurde proportional zum Anteil des Gebiets durchgeführt, das nicht vom Fernwärmenetz versorgt wird, und basierend auf der Anzahl der in einer bestimmten Zensusregion vorhandenen Haushalte (Abbildung 15). Insbesondere zeigt in der Abbildung eine intensivere rote Färbung einen höheren erwarteten Anstieg des Stromverbrauchs für PDC pro Flächeneinheit.

[14] Eurac Research, “Scenari per l’Alto Adige verso la neutralità climatica”, 2022. https://doi.org/10.57749/jz3s-j725

[15] ISTAT, Basi territoriale e variabili censuarie, https://www.istat.it/notizia/basi-territoriali-e-variabili-censuarie/

[16] Provincia Autonoma di Bolzano - Alto Adige. (s.d.). GeoBrowser - MapView. https://mapview.civis.bz.it.

Es sei darauf hingewiesen, dass verschiedene Gebiete in der Provinz Bozen von anderen Verteilnetzbetreibern versorgt werden. In diesen Bereichen hat Edyna, wie mehrfach an die ARERA gemeldet, keine direkte Sichtbarkeit, weder hinsichtlich der Netzmerkmale noch in Bezug auf die erwarteten Entwicklungen des Gebiets (z. B. ausstehende Anschlussanfragen, Laststeigerungen oder Erzeugung durch geplante Maßnahmen usw.). Es ist daher erheblich komplex, die Auswirkungen des Wachstums, das mit der Lastzunahme verbunden ist, sowie der anderen verschiedenen Faktoren der Energiewende auf diese Netze zu bewerten.

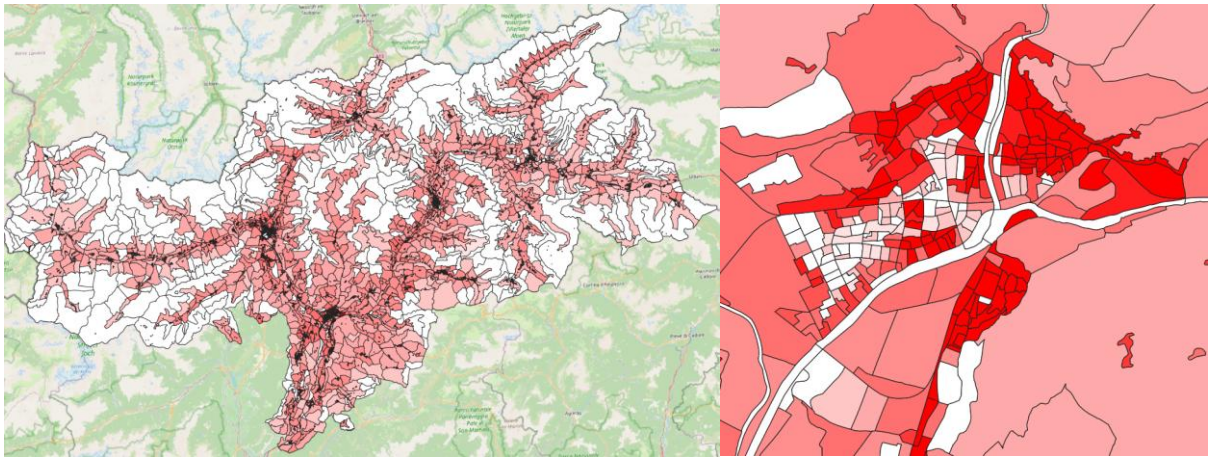


Abbildung 15: Verteilung nach ISTAT Volkszählungssektionen des erwarteten Anstiegs des Verbrauchs durch Wärmepumpen – Autonome Provinz Bozen (links) und Stadt Bozen (rechts).

Induktionskochfelder

Die schrittweise Verbreitung von Induktionskochfeldern könnte einen nicht unerheblichen Beitrag zur Elektrifizierung des häuslichen Verbrauchs leisten und den Übergang von Gaslösungen fördern. Die Elektrifizierung des Kochvorgangs führt jedoch zu einer Erhöhung der Stromnachfrage, die sich zu den anderen laufenden Elektrifizierungsprozessen addiert.

Um die Auswirkungen dieses Faktors auf das Netz zu bewerten, wurde ein Ansatz zur Schätzung des elektrischen Bedarfs im Zusammenhang mit der Einführung neuer Induktionskochfelder über die verschiedenen betrachteten Zeiträume (2030, 2035, 2040) entwickelt. In diesem Zusammenhang wurden öffentliche Daten zum durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch pro Haushalt für die Lebensmittelzubereitung herangezogen, die einen nationalen Durchschnittswert von 589 kWh/Jahr (Stand 2021) [17] angeben, sowie die Verbreitung des elektrischen Kochens in Italien, die bei 28% liegt. Bei der Annahme einer linearen Zunahme der Verbreitung des elektrischen Kochens zulasten fossiler Brennstoffe wurde die Elektrifizierungsrate des Kochens mit Induktionskochfeldern in den Schlüsseljahren und der entsprechende Stromverbrauch geschätzt (Tabelle XI). Insbesondere wurden auch hier zwei Szenarien analysiert, eines mit langsamerem Wachstum und eines mit beschleunigtem

[17] Studio EU Joint Research Center (JRC) “JRC-IDEES: The JRC Integrated Database of the European Energy System (2021)”, 2024. https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/82322924-506a-4c9a-8532-2bdd30d69bf5

Wachstum, die sich hinsichtlich des Anteils des elektrischen Kochens bis 2050 unterscheiden. Im langsamen Szenario wurde eine Verbreitung von 80% angenommen, im schnellen Szenario von 100%; letzteres Szenario entspricht den langfristigen Dekarbonisierungszielen auf europäischer Ebene, die eine vollständige Elektrifizierung des Verbrauchs bis 2050 vorsehen.

Aus den oben genannten Annahmen und der Anzahl der Haushalte im Gebiet (laut ISTAT-Daten 226.675[18]) wurde dann die Zahl der neu installierten Induktionskochfelder in der Provinz Bozen und der entsprechende jährliche Anstieg des Stromverbrauchs geschätzt.

Zunahme gegenüber 2024	**2030**		**2035**		**2040**	
	Schnell	**Langsam**	**Schnell**	**Langsam**	**Schnell**	**Langsam**
Prozentual [%]	15%	10.8%	27.5%	19.8%	40%	28.8%
Anzahl Induktionskochfeldern	33’541	24’060	61’493	44’275	89’444	64’000
Totale Jährliche Energie [MWh]	19’756	14’224	36’219	26’078	52’682	37’931

Tabelle XI: Geschätzte Verbreitung von Induktionskochfeldern in Südtirol.

Die Abbildung 16 zeigt die Verbrauchssteigerungsprofile für eine typische Woche im Szenario 2030. Insbesondere weisen die beiden Szenarien (Schnell und Langsam) jeweils eine Spitzenleistung von etwa 8 MW bzw. 5 MW auf und eine mittlere Leistung von 2,26 MW bzw. 1,62 MW. Der zusätzliche Verbrauch durch die Induktionskochfelder ist dabei in drei unterschiedliche Spitzen unterteilt, die in der Regel mit den Mahlzeiten des Tages verbunden sind.

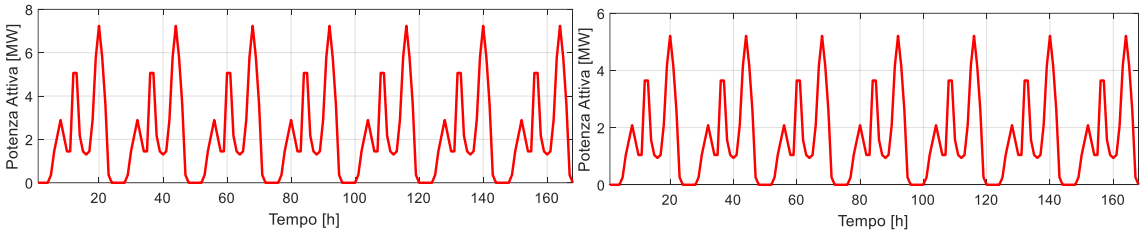


Abbildung 16: Wöchentliche Entnahmeprofile eines Induktionskochfeldes – Szenario 2030 Schnell (links) und Langsam (rechts).

Ähnlich wie bei den Wärmepumpen (PDC) wurde der Anstieg des Verbrauchs aufgrund der Elektrifizierung der Kochfelder auf die Zensusabschnitte der Provinz Bozen im Verhältnis zur Anzahl der Wohneinheiten verteilt. Abbildung 17 zeigt die räumliche Verteilung der Zensusabschnitte, die durch die Verbreitung von Induktionskochfeldern entstehen. Es zeigt sich, dass die am stärksten betroffene Gebiete mit einem Anstieg des Stromverbrauchs die städtischen Zentren wie Bozen und Meran sind (in der Abbildung rot markiert), sowie andere bewohnte Gebiete der Provinz.

[18] ISTAT, http://dati-censimentipermanenti.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSS_ABITAZIONI#

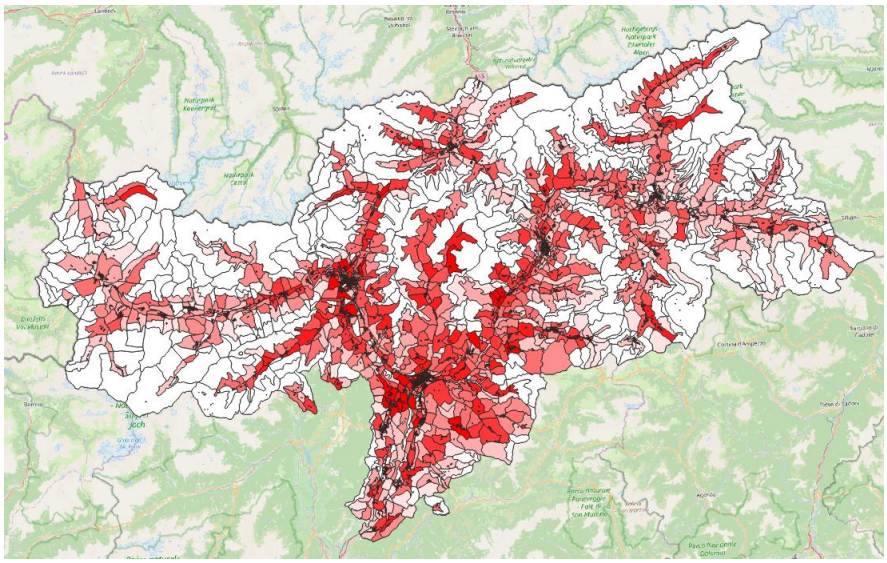


Abbildung 17: Verteilung des erwarteten Anstiegs des Verbrauchs aufgrund der Verbreitung von Induktionskochfeldern.

Klimaanlage und Kühlung

Im Jahr 2021 war nur 14,4 % der Haushalte in der Provinz Bozen mit einem Klimaanlagensystem[19] ausgestattet, was eine deutlich niedrigere Quote ist als der nationale Durchschnitt (48,8 %). Dies ist auf das überwiegend alpine Klima der Provinz zurückzuführen, das kühler als der nationale Durchschnitt ist und milde Sommer hat, die den Einsatz solcher Geräte nur auf wenige Wochen im Jahr beschränken. Obwohl Klimaanlagen in der Provinz Bozen weniger verbreitet sind als in anderen Regionen Italiens, könnte der Energieverbrauch im Zusammenhang mit Kühlung und Klimaanlage in den kommenden Jahren steigen, auch aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Heizsysteme, die zur Verbreitung von reversiblen Wärmepumpen (PDC) beiträgt, die auch Kälte produzieren können, sowie durch den möglichen Temperaturanstieg aufgrund des Klimawandels. Mit einem ähnlichen Ansatz wie in den vorherigen Szenarien wurde auch der Einfluss dieser zusätzlichen Lasten untersucht, indem spezifische Szenarien für die Referenzjahre des Entwicklungsplans (2030, 2035 und 2040; Tabelle XII) entwickelt wurden.

Zunahme gegenüber 2024	**2030**		**2035**		**2040**	
	Schnell	**Langsam**	**Schnell**	**Langsam**	**Schnell**	**Langsam**
Anzahl Klimaanalgen	14’878	11’292	31’590	23’198	53’538	37’954
Totale Jährliche Energie [MWh]	2232,35	1694,35	4739,81	3439,81	8033,14	5694,85
Spitzenleistung [MW]	1,68	1,28	2,87	2,10	4,86	3,45

Tabelle XII: Schätzungen nach der Ausarbeitung der Kühlungs- und Klimaanlagen-Szenarien in Südtirol.

[19] ISTAT, “Report Consumi Energetici Famiglie 2021”, https://www.istat.it/comunicato-stampa/i-consumi-energetici-delle-famiglie-anno-2021

Im Szenario "Langsam", dem konservativeren Szenario, wurde eine erwartete Penetration von 50 % der Klimaanlagen auf die Gesamtzahl der Haushalte angenommen; in Szenario "Veloce" wurde diese Quote auf 70 % gesetzt. Beide Schätzungen liegen jedoch unter den nationalen Referenzwerten für dieselben Jahre. Der Energieverbrauch einer einzelnen Klimaanlage wurde unter Berücksichtigung des nationalen durchschnittlichen jährlichen Kühlbedarfs für Wohngebäude[20] berechnet und entsprechend angepasst, um die Besonderheiten der Provinz Bozen zu berücksichtigen.

Bis 2030 könnte die Verbreitung von Klimaanlagen im Gebiet Südtirols zu einem zusätzlichen jährlichen Energiebedarf von zwischen 1694 und 2232 MWh führen. Um diesen Anstieg der elektrischen Last zu profilieren, wurde die Korrelation zwischen der Leistung, die von den Klimaanlagen benötigt wird, und der Außentemperatur ermittelt. Der Lastspitzenwert wird in den Mittagsstunden der Sommermonate erreicht, wenn die Außentemperatur tendenziell ihren Höchstwert erreicht (Abbildung 18). Die folgenden Abbildungen zeigen das Jahresprofil für beide Szenarien im Jahr 2030 (langsam und schnell). Die zusätzliche elektrische Last, die auf etwa 70 Tage im Jahr konzentriert ist, zeigt einen Leistungsgipfel von etwa 1,28 MW im Szenario "Langsam" und 1,68 MW im Szenario "Schnell". Wie zu erwarten ist, sollte der zusätzliche Beitrag durch diese neuen Lasten im Vergleich zu den anderen analysierten Faktoren aufgrund der insgesamt geringeren Verbreitung von Klimaanlagen und der gemäßigten Temperaturen in der Provinz im Vergleich zum nationalen Durchschnitt insgesamt relativ gering sein.

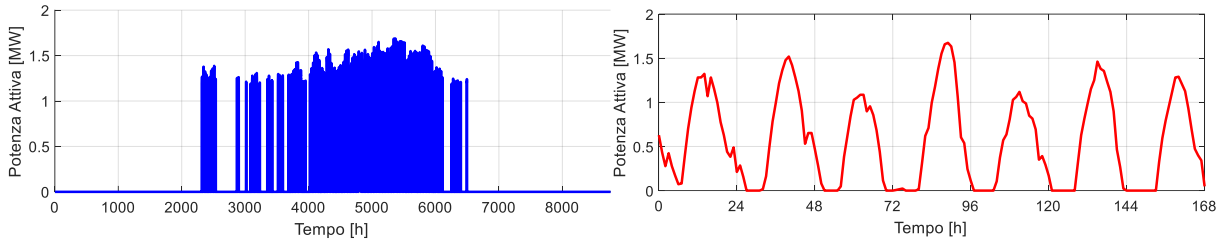


Abbildung 18: Jährliches und wöchentliches Kühlprofil – Schnell-Szenario.

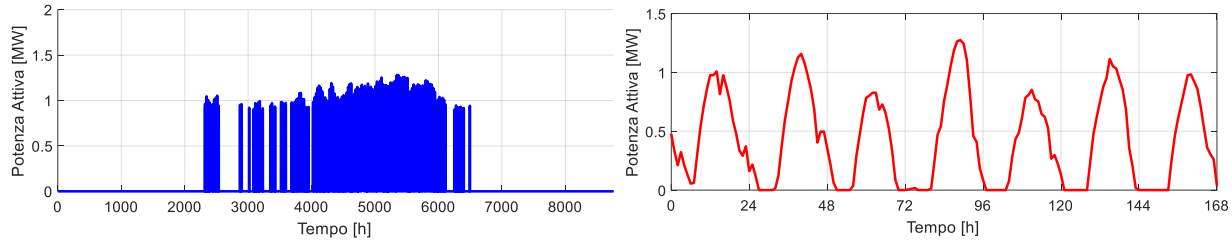


Abbildung 19: Jährliches und wöchentliches Kühlprofil – Langsam-Szenario.

Das jährliche Profil (mit stündlicher Auflösung), das für den Anstieg der Elektrifizierung im Zusammenhang mit Klimaanlagen ermittelt wurde, basiert auf einer Reihe von Annahmen, die teilweise ähnlich denen sind, die zur Schätzung des Anstiegs der Wärmepumpen verwendet wurden, und umfasst: Mögliche Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle wurden nicht berücksichtigt.

[20] EURAC, Report “Fabbisogni energetici: case e uffici sotto la lente”

Es wird eine Schwellenumgebungstemperatur von 22 °C angenommen, ab der Klimaanlagen genutzt werden könnten.

Die jährliche Energie, die der Lastkurve zugrunde liegt, entspricht der erwarteten Energie gemäß dem Referenzszenario (Langsame und Schnelle Szenarien für 2030).
Die Auswirkungen einer möglichen zukünftigen Erhöhung der Temperaturen aufgrund des Klimawandels wurden nicht berücksichtigt.
Bezüglich der geografischen Verteilung der Klimaanlagen, wurde der Anstieg des Verbrauchs in Abwesenheit spezifischer Daten innerhalb Südtirols basierend auf der Anzahl der Wohneinheiten pro Zensusbereich aufgeteilt (Abbildung 20). Daraus ergibt sich, dass die am stärksten betroffene Gebiete in der Regel jene mit höheren Urbanisierungsgraden sind.

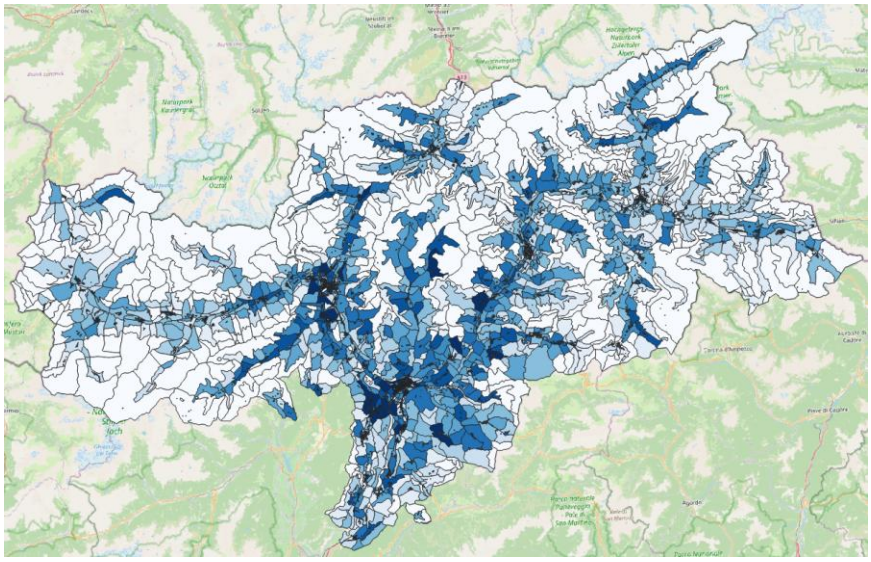


Abbildung 20: Verteilung des erwarteten Anstiegs des Verbrauchs aufgrund der Verbreitung von Kühlanlagen.

Schätzung der zusätzlichen Lasten im Verkehrssektor

Bis 2020 war die Verbreitung von Elektrofahrzeugen im Gebiet der Autonomen Provinz Bozen vernachlässigbar, mit einer äußerst begrenzten Zahl an Zulassungen, sowohl von reinen Elektrofahrzeugen als auch von Plug-in-Hybriden. Ab 2020 jedoch, dank einer Kombination aus Faktoren staatlicher und provinzieller Dekarbonisierungsanreize und einem wachsenden Angebot von verfügbaren Modellen, hat die Zahl der Elektrofahrzeuge, sowohl rein elektrische als auch Plug-in-Hybride, mit einer recht stabilen Rate zu wachsen begonnen.
In den kommenden Jahren, mit der Verbesserung der Speichertechnologien und der fortschreitenden Senkung der Batteriekosten, sollte sich die Verbreitung der Elektromobilität weiter beschleunigen. Es bestehen jedoch noch Unsicherheiten hinsichtlich der Zukunft der Elektromobilität, auch aufgrund der jüngst in Frage gestellten politischen Entscheidungen auf europäischer Ebene. Die neuesten

Branchenschätzungen[21] prognostizieren für 2030 eine Penetration von Elektrofahrzeugen im Bereich der privaten Mobilität und der leichten Nutzfahrzeuge von etwa 8% bis 10% (nationale Schätzungen). In Südtirol wird die Verbreitung von Elektrofahrzeugen mit hoher Wahrscheinlichkeit schneller voranschreiten, wie es bereits heute der Fall ist. Im Jahr 2024 waren 14,8% der Neuzulassungen in Südtirol Elektrofahrzeuge, im Vergleich zu einer nationalen Durchschnittszahl von 4,16%. Zudem hat die Gruppe Alperia kürzlich einen Plan zur Unterstützung der Elektromobilität vorgestellt, der die Einführung von vergünstigten Tarifen für das Laden und die Schaffung von 1000 Ladepunkten bis 2026 (von derzeit 455) umfasst.

Obwohl die Elektromobilität heute noch einen marginalen Einfluss auf das Stromnetz hat, könnte die Zahl der Elektrofahrzeuge bis 2030 signifikante Werte erreichen, mit potenziell erheblichen Auswirkungen auf das Verteilnetz und der damit verbundenen Notwendigkeit, die elektrische Infrastruktur in erheblichem Maße auszubauen, um die notwendigen Standards für Angemessenheit, Zuverlässigkeit und Resilienz angesichts des wachsenden Energiebedarfs zu gewährleisten.

Zur Quantifizierung des Anstiegs des Stromverbrauchs in der Autonomen Provinz Bozen aufgrund der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge wurden Daten zur Mobilität der Südtiroler im Zeitraum 2021/2022[22] herangezogen und mit Informationen zur touristischen Auslastung der Region[23] ergänzt. Aus den durchgeführten Bewertungen ging hervor, dass an einem durchschnittlichen Werktag in Südtirol etwa 264.700 Autofahrten unternommen werden. Basierend auf diesen Daten und unter Berücksichtigung von Annahmen der Wachstumsraten des Fahrzeugparks sowie der Auswirkungen von Maßnahmen zur Förderung nachhaltiger Mobilität auf dem Gebiet, wurden Szenarien zur Verbreitung von Elektrofahrzeugen entwickelt (siehe Tabelle XIII). Im Jahr 2030 könnte die Verbreitung von Elektroautos im Gebiet der Provinz Bozen zu einem zusätzlichen Energiebedarf zwischen 73 und 94 GWh/Jahr (201 bis 258 MWh/Tag) führen.

Zunahme gegenüber 2024	**2030**		**2035**		**2040**	
	Schnell	**Langsam**	**Schnell**	**Langsam**	**Schnell**	**Langsam**
Anzahl der täglichen Fahrten mit dem Elektroauto	39’628	30’822	104’236	87’558	155’746	122’071
Totale Jährliche Energie [MWh]	79’241	61’632	208’432	175’083	311’432	244’095
Spitzenleistung [MW]	23,27	18,10	61,20	51,40	91,44	71,67

Tabelle XIII: Schätzungen zur Verbreitung von Elektroautos.

Für die Ladevorgänge wurde zwischen privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur unterschieden, wobei angenommen wurde, dass die Ladeanforderungen der privaten Infrastruktur zahlreicher sind und hauptsächlich in den Abendstunden (zu Hause) stattfinden, während die öffentlichen Ladeanforderungen

[21] Motus-E, “Il futuro della mobilità elettrica in Italia @2035 – Finale Report”, 2024

[22] ASTAT Info, “Mobilità locale in Alto Adige Dato annuale 2021/2022”, Agosto 2022

[23] Istituto provinciale di statistica ASTAT, https://astat.provincia.bz.it/it/mobilita-turismo.asp

vorwiegend in den Mittagsstunden erfolgen, wenn alltägliche Aktivitäten stattfinden. Auf der Grundlage der typischen Nutzungsprofile von Ladestationen wird der zusätzliche Spitzenlastbedarf auf dem Verteilnetz von Edyna wahrscheinlich in den späten Nachmittags-/Abendstunden auftreten (zusammenfallend mit dem Feierabendverkehr). Diese Spitzenlast wird voraussichtlich im Bereich von 21 bis 27 MW liegen (siehe Abbildungen 21 und 23). Die Auswirkungen der Elektromobilität, die bereits 2030 signifikant sind, werden in den kommenden Jahren weiterwachsen, bedingt durch die Verbreitung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr.

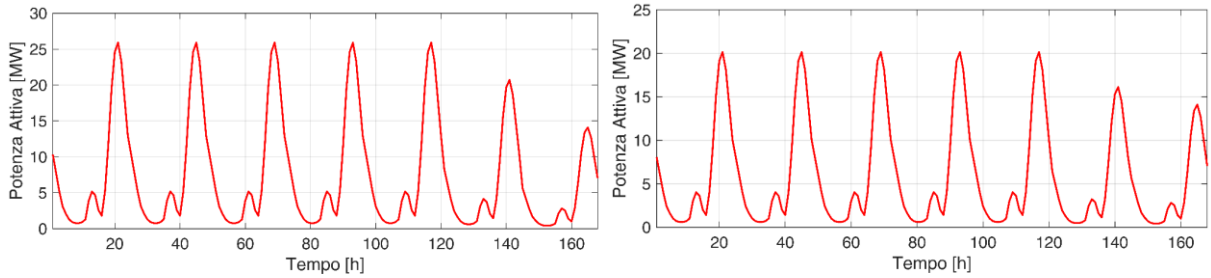


Abbildung 21: Wöchentliches Profil der privaten Ladung – Schnell-Szenario (links) und Langsam-Szenario (rechts).

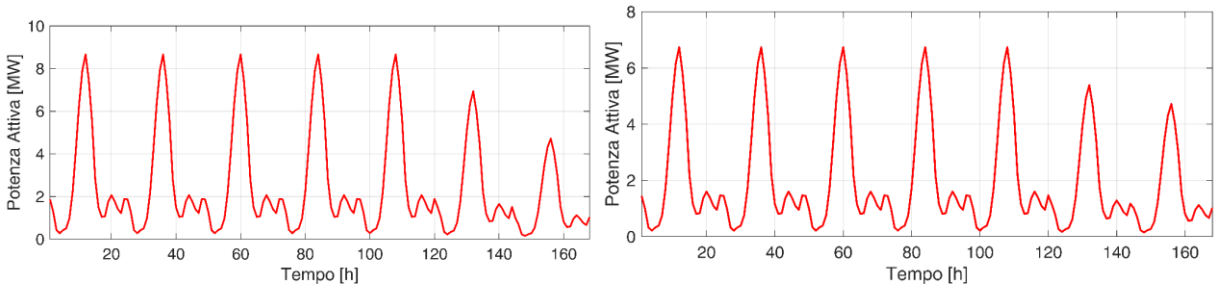


Abbildung 22: Wöchentliches Profil der öffentlichen Ladung – Schnell-Szenario (links) und Langsam-Szenario (rechts).

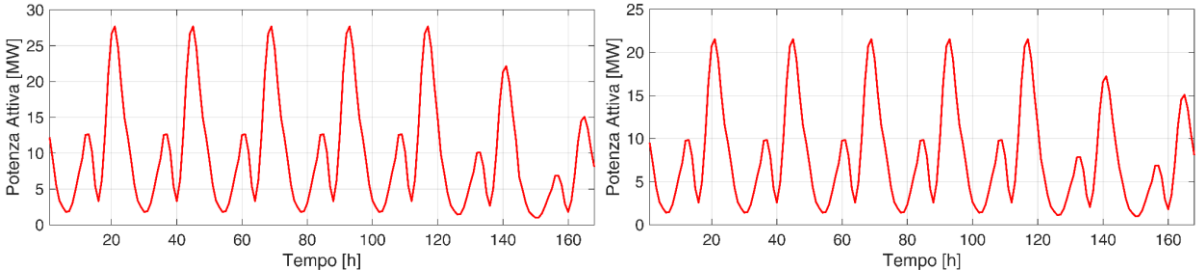


Abbildung 23: Wöchentliches Ladeprofil der Elektroautos (öffentlich + privat) – Schnell-Szenario (links) und Langsam-Szenario (rechts).

In Bezug auf die geografische Verteilung der Ladepunkte wurde auch hier zwischen Ladepunkten für private Ladestationen (z. B. Wohngebäude) und solchen, die über öffentliche Ladeinfrastruktur genutzt werden, unterschieden. Während die Verbreitung von Ladepunkten bei Privathaushalten im Allgemeinen mit dem Grad der Urbanisierung des Gebiets und der Verfügbarkeit von Garagen oder Orten, an denen Ladestationen installiert werden können (z. B. gemeinschaftliche Räume in Wohnanlagen; Abbildung 24), korreliert, werden öffentliche Ladepunkte dort eingerichtet, wo gemäß den Bewertungen der

Charging Point Operator (CPO) ein größerer Bedarf an Elektrofahrzeug-Ladestationen besteht. Diese werden also voraussichtlich an öffentlichen Orten mit hohem Fußgängeraufkommen oder Verkehrsdichte installiert.

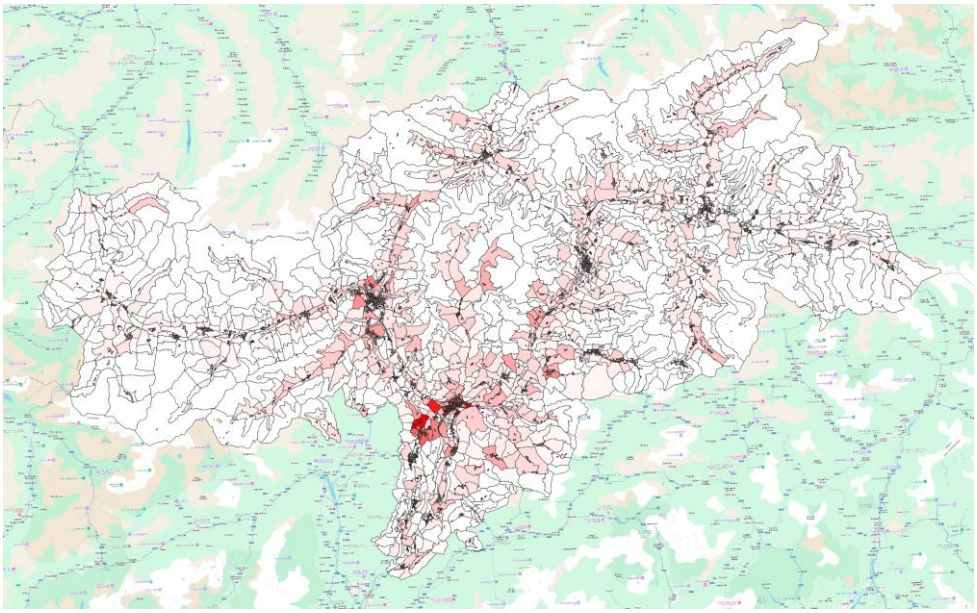


Abbildung 24: Verteilung der bis 2030 durch private Ladestationen erfolgten Ladevorgänge.

Die geografische Verteilung der Ladevorgänge über öffentliche Ladeinfrastruktur wurde unter Berücksichtigung der bereits auf dem Gebiet von Südtirol vorhandenen Ladepunkte und der Installationen, die voraussichtlich in der Zukunft erfolgen könnten, bestimmt (Abbildung 25). In diesem Zusammenhang wurde eine höhere Wahrscheinlichkeit für die Einrichtung von Ladepunkten in Bereichen mit hohem Verkehrsaufkommen zugewiesen, insbesondere in öffentlichen Parkplätzen und in der Nähe von wichtigen Punkten wie Krankenhäusern, Schulen usw.

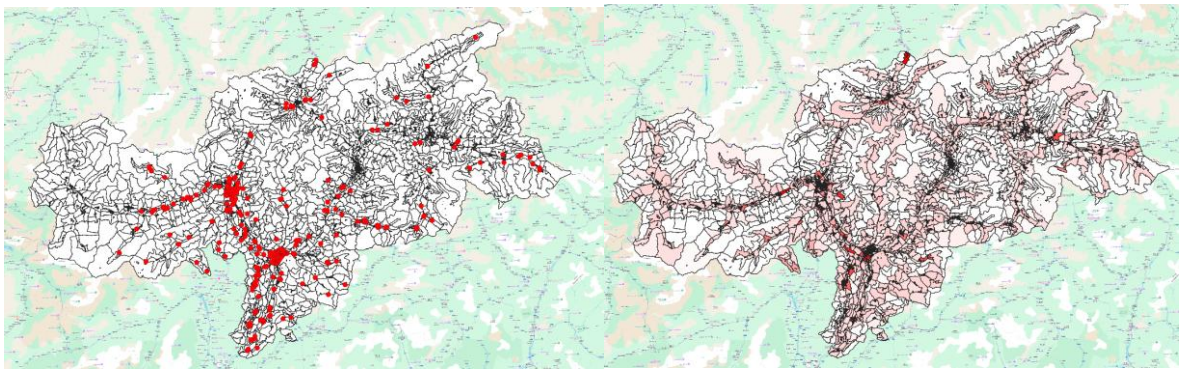


Abbildung 25: Derzeit installierte Ladestationen in Südtirol (links) und prospektive Verteilung der öffentlichen Ladevorgänge bis 2030 (rechts).

Ein weiterer Aspekt der Dekarbonisierung des Verkehrs, der die elektrische Verteilungsinfrastruktur signifikant beeinflussen wird, betrifft die Pläne der Unternehmen des öffentlichen Nahverkehrs zur Umstellung ihrer Busflotten auf elektrische Antriebe. In diesem Zusammenhang wird geschätzt, dass die

Einführung von Elektrobussen dazu beitragen könnte, die CO_2-Emissionen um etwa 3,45[24] kt zu reduzieren.

Aus diesem Grund wurde mit einem ähnlichen Ansatz die Steigerung der elektrischen Last im öffentlichen Verkehr (Elektrobusse) geschätzt. Konkret wurde eine Durchdringung von 25% bis 2030 der Elektrobusse im Vergleich zur Gesamtzahl der in der Provinz eingesetzten Busse prognostiziert. Zu diesem Zweck wird ein täglicher Anstieg des Energiebedarfs im Verkehrssektor von etwa 30 MWh erwartet, mit einer Spitzenleistung von etwa 6 MW (Abbildung 26).

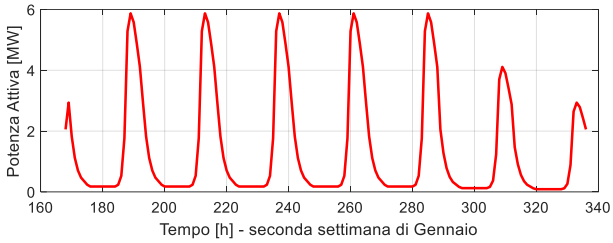


Abbildung 26: Wöchentliches Ladeprofil der Elektrobusse .

Endergebnisse ermittelt anhand der beiden Szenarien

Um die kritischsten Bedingungen für das Netz zu ermitteln, wurde die zusätzliche Leistung, die das Verteilnetz in den Szenarien bis 2030 bewältigen muss, anhand der einzelnen Elemente, die in den vorherigen Abschnitten untersucht wurden, mit dem aktuellen Energiebedarf der Provinz Südtirol kombiniert. Dies wurde durchgeführt, um die relevanten Trends für die Planung des Verteilungssystems zu verdeutlichen.

Dieser Ansatz wurde für beide in der Entwicklungsplanung untersuchten Szenarien verwendet: ein sogenanntes "langsames" Szenario, bei dem eine geringere Verbreitung der Technologien im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung vorgesehen ist, mit einer entsprechenden teilweisen Erreichung der aktuellen politischen Ziele bis 2030, und ein "schnelles" Szenario, das durch eine intensivere Nutzung erneuerbarer Energien und Elektrifizierung der Last gekennzeichnet ist und daher mehr im Einklang mit den nationalen Zielvorgaben steht. Im Einklang mit den Leitlinien, die mit ARERA geteilt wurden, ermöglicht die Festlegung von zwei gegensätzlichen Szenarien die Bestimmung eines angemessenen Vertrauensintervalls, in dem sich die tatsächliche Entwicklung des Stromnetzes vernünftigerweise befinden sollte.

Für beide Szenarien kommen die größten Beiträge zur Laststeigerung, wie in den vorherigen Abschnitten hervorgehoben, von den Wärmepumpen und der Elektromobilität. Der Spitzenwert der zusätzlichen Last, der auf den Winterzeitraum konzentriert ist, liegt bei etwa 70 MW im "langsamen" Szenario und etwa 85 MW im "schnellen" Szenario. Im Sommerzeitraum hingegen reduziert sich die zusätzliche Leistung in beiden Fällen auf 30 bzw. 40 MW.

[24] Eurac Research, “Scenari per l’Alto Adige verso la neutralità climatica”, 2022. https://doi.org/10.57749/jz3s-j725

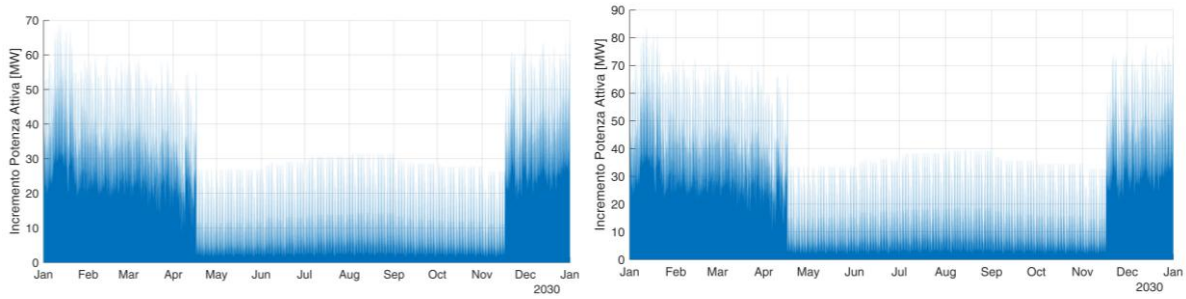


Abbildung 27: Geschätzte zusätzliche Last bis 2030 in den Dekarbonisierungsszenarien „langsam“ (links) und „schnell“ (rechts).

Betrachtet man die Wochen mit dem höchsten Lastanstieg, sowohl im Winter als auch im Sommer (siehe Abbildung 28 für das "schnelle" Szenario), lässt sich ein signifikant unterschiedliches Verhalten je nach der betrachteten Jahreszeit beobachten. Insbesondere in den Wintermonaten ist der Anstieg des Stromverbrauchs in den frühen Morgenstunden und den späten Abendstunden konzentriert, was mit der intensiveren Nutzung der Heizung zusammenfällt; am Abend auch in Kombination mit dem Laden der Elektrofahrzeuge. In den Sommermonaten hingegen, trotz des Beitrags durch die elektrische Klimaanlage, ist die Last deutlich niedriger und hauptsächlich auf das Laden der Elektroautos zurückzuführen.

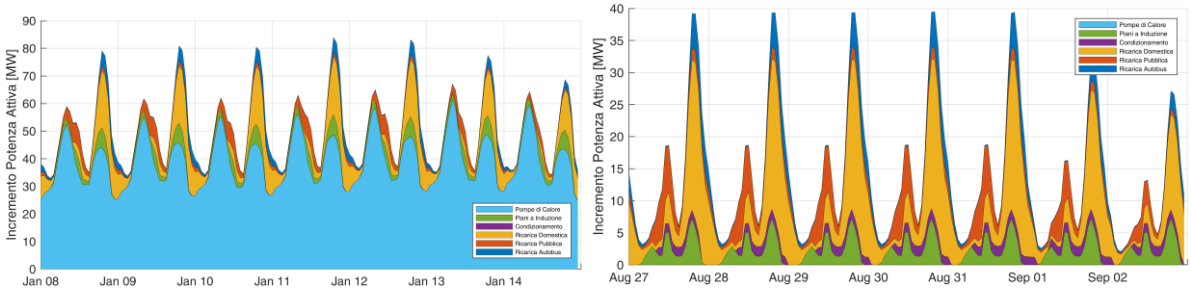


Abbildung 28: Geschätzte zusätzliche Last bis 2030 in den Wochen mit maximalem Anstieg der Winterlast (links) und Sommerlast (rechts) – „Schnell“-Dekarbonisierungsszenario.

Trotz des signifikanten Lastanstiegs wird die wichtigste Komponente, die bis 2030 im Energiesystem Südtirols wahrscheinlich wachsen wird, die Photovoltaikproduktion sein (Abbildung 29). Die Spitzenleistung der Solarenergieerzeugung dürfte Werte zwischen 190 und 240 MW erreichen (ohne das potenzielle Reduktionspotenzial durch Speicherung zu berücksichtigen).

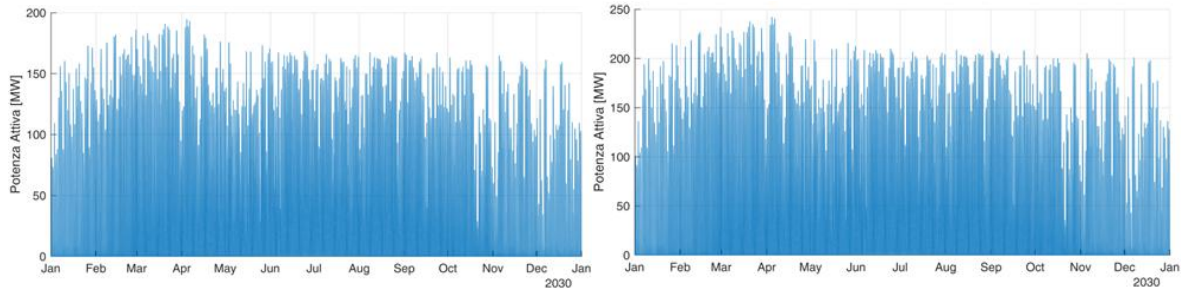


Abbildung 29: Inkrementelle Photovoltaik-Erzeugung in den Szenarien bis 2030 „langsam“ (links) und „schnell“ (rechts).

Was den Gesamtleistungsbedarf des Edyna-Verteilnetzes im Jahr 2030 betrifft (Abbildung 30), so ist zu beobachten, dass das Profil dem jährlichen Verlauf von 2024 folgen sollte, der durch einen Zeitraum erhöhter Rückspeisung von April bis September gekennzeichnet ist. Der Rückfluss der Leistung in das Hochspannungsnetz (HS) sollte je nach betrachtetem Szenario in etwa 25 bis 27 % der Jahresstunden auftreten.

Im Sommerzeitraum ist aufgrund des höheren Beitrags der Photovoltaik in Kombination mit der Wasserkraft mit einem deutlichen Anstieg der Spitzenleistung zu rechnen, der sich auf +91 bis 120 MW belaufen dürfte. Im Winter hingegen wird der Anstieg der Spitzenleistung, obwohl nicht unerheblich, voraussichtlich moderater ausfallen (+43 bis 52 MW in den beiden Szenarien).

Der Einfluss des Wohnraumheizens im Winter sowie der Photovoltaik im Sommer auf den Leistungsverlauf im Edyna-Netz ist auch deutlich in den Profilen in Abbildung 31 erkennbar, die sich auf die Woche mit der höchsten Last (voraussichtlich im Dezember) und der höchsten Erzeugung (August) beziehen.

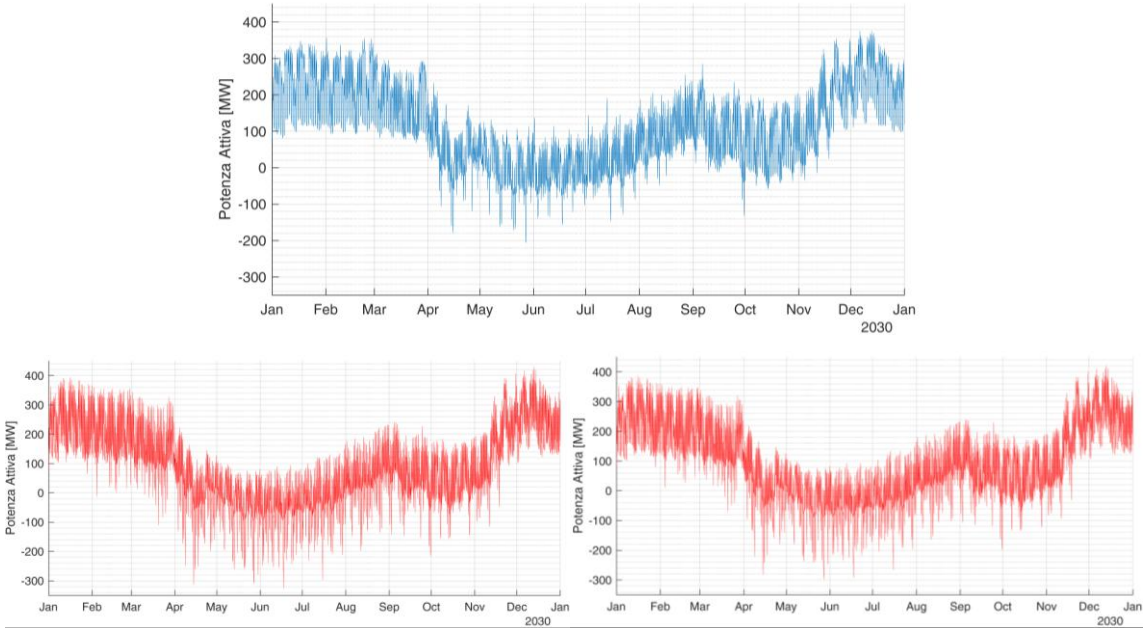


Abbildung 30: Aktueller Bedarf (blau, oben) und geschätzter Bedarf bis 2030 (rot, unten) in den Dekarbonisierungsszenarien „langsam“ (links) und „schnell“ (rechts).

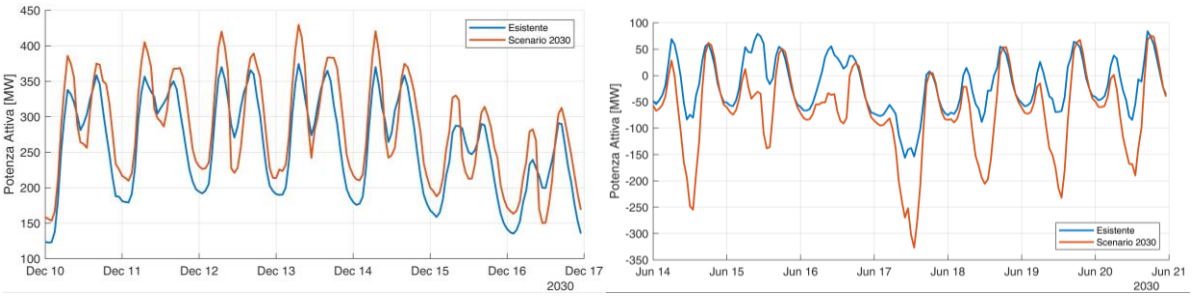


Abbildung 31: Aktueller Bedarf und geschätzter Bedarf bis 2030 in den Wochen mit Spitzenbedarf im Winter (links) und Sommer (rechts) im „schnellen" Dekarbonisierungsszenario.

7. Methodik der Auswahl und Darstellung der Maßnahmen

Driver

Die im Rahmen der Identifikation der Maßnahmen für die Aufnahme in den Entwicklungsplan berücksichtigten Treiber sind:

- **Energiewende**: die **Energiewende** stellt eine zentrale strategische Herausforderung dar, die sich in zwei Schlüsselbereiche gliedert:
    - **Hosting Capacity**: Maßnahmen zur **Aufnahme und Integration** einer stetig wachsenden Menge an **erneuerbarer Energie** ins Netz, unter Gewährleistung von Stabilität und Sicherheit des Stromsystems.
    - **Loadability**: Maßnahmen zur **Erhöhung der Netzkapazität**, um dem steigenden Energiebedarf infolge der **fortschreitenden Elektrifizierung des Verbrauchs** (Elektromobilität, Heizung, Industrie) gerecht zu werden.

    Diese Maßnahmen sind essenziell, um ein **nachhaltigeres, widerstandsfähigeres und effizienteres Stromsystem** zu ermöglichen, im Einklang mit den Zielen der ökologischen Transformation.

- **Resilienz**: Resilienz bezieht sich auf alle strategischen Maßnahmen zur Stärkung der Netz- und Komponentenfähigkeit, extremen Wetterereignissen und außergewöhnlichen Betriebssituationen standzuhalten. Ziel ist es, das Risiko von Unterbrechungen zu minimieren, die Wiederherstellungszeiten zu verkürzen und eine zunehmend zuverlässige Versorgung auch in kritischen Szenarien zu gewährleisten;

- **Spannungsregelung / Management** der Blindenergie: Dieser Bereich umfasst Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität der Stromversorgung, insbesondere zur Gewährleistung der Stabilität und Kontinuität der Spannungsniveaus. Zudem beinhaltet er Maßnahmen zur Optimierung des Managements der Blindleistungsflüsse, um einen effizienteren und zuverlässigeren Netzbetrieb sicherzustellen;

- **technische Qualität (Versorgungskontinuität, Modernisierung der Anlagen):** In diese Kategorie fallen alle grundlegenden Maßnahmen zur Gewährleistung eines ordnungsgemäßen Netzbetriebs und einer stabilen und kontinuierlichen Stromversorgung. Sie umfasst auch die Modernisierung der Netzkomponenten sowie Maßnahmen zur Erhöhung der Netzsicherheit, die entscheidend für die Zuverlässigkeit und Effizienz des Stromsystems sind;

- **Digitalisierung, Telekommunikationssysteme und technologische Innovation**: Dieser Bereich umfasst strategische Investitionen zur Unterstützung neuer Dienste wie Flexibilität, Systemdienstleistungen und Echtzeitüberwachung des Netzes zur schnelleren Fehlererkennung, einschließlich der Integration prädiktiver Funktionen. Die Maßnahmen basieren auf der Digitalisierung von Netzelementen und dem Einsatz fortschrittlicher Diagnosetechnologien, um Effizienz, Zuverlässigkeit und Resilienz des Stromsystems zu verbessern.

- **Anpassung der Anlagen, Umweltauswirkungen und Sicherheit:** Diese Kategorie umfasst Maßnahmen zur Verbesserung der Infrastrukturen, mit besonderem Fokus auf Sicherheit und ökologische Nachhaltigkeit.
    - **Sicherheit**: Bezieht sich auf den Schutz von Anlagen und Personen, einschließlich Maßnahmen wie die Erneuerung von Einrichtungen und Räumlichkeiten in Schaltanlagen, Anpassungen in Erdbebengebieten sowie Eingriffe zur Einhaltung der geltenden Vorschriften zum Arbeitsschutz und zur Sicherung der Anlagen. Diese Modernisierungen sind entscheidend, um den neuen gesetzlichen Bestimmungen und Branchenstandards gerecht zu werden.

    - **Umweltauswirkungen**: Beinhaltet gezielte Maßnahmen zur Reduzierung der ökologischen Auswirkungen, wie z. B. den Austausch von Transformatoren mit Mineralöl gegen biologisch abbaubare Alternativen sowie die Anpassung an die neuesten Umweltvorschriften. Diese Maßnahmen tragen nicht nur zur Nachhaltigkeit des Stromsystems bei, sondern gewährleisten auch die Einhaltung der aktuellen Umweltgesetze und -vorgaben.

Im Hinblick auf die oben genannten Treiber beziehen sich die Maßnahmen, die in den Entwicklungsplan aufgenommen werden, auf die Errichtung neuer Anlagen und die Erneuerung bestehender Infrastrukturen.
Nicht in den Anwendungsbereich des Entwicklungsplans fallen hingegen Investitionen in:

- Niederspannungsmessung, da diese bereits in einem eigenen Plan (PMS2) enthalten ist;
- außerordentliche, nicht geplante Instandhaltung (z. B. Störungsbehebung nach Ausfällen);
- Kundenbezogene Anfragen (z. B. Anlagenverlegungen auf Wunsch), die keine Netzentwicklung mit sich bringen.

Die Planungskriterien

Vereinheitlichung des MS-Netzes: Resilienz und Energiewende

Die Vereinheitlichung des Mittelspannungsnetzes stellt einen entscheidenden Schritt in der Entwicklung des Stromnetzes dar, der zu mehr Effizienz, Widerstandsfähigkeit und ökologischer Nachhaltigkeit führt. Wie im Kapitel über Entwicklungsszenarien hervorgehoben wird, wird es zunehmend notwendig sein, den neuen Energiebedarf zu decken, der sich aus der schrittweisen Zunahme der Nutzung erneuerbarer Energiequellen bei gleichzeitig steigendem Energiebedarf ergibt. Diese Prognosen erfordern eine Anpassung der bestehenden Infrastruktur. Der Wechsel von 16 auf 20 kV begünstigt eine Erhöhung der Hosting-Kapazität und der Loadability-Treiber, wodurch die Verteilung höherer Leistung über einen Teil der bestehenden Netze ermöglicht wird. Von erheblicher Bedeutung ist auch die konsequente Beseitigung aller Grenzpunkte zwischen den Netzen, die mit unterschiedlichen Spannungen betrieben werden (Kabinen 20/16 kV), was Vorteile in Bezug auf die Auswirkungen und die ökologische Nachhaltigkeit, die Vereinheitlichung des Netzes sowie eine Verringerung der Betriebs- und Wartungskosten mit sich bringt.

Gegenspeisbarkeit des MS-Netzes: technische Qualität und Belastbarkeit

Die Gegeneinspeisung des MS-Netzes ist ein entscheidender Aspekt, um die Kontinuität des Dienstes im Falle von Fehlern oder Stromausfällen zu gewährleisten. Immer häufiger sehen wir uns mit äußeren Ereignissen wie extremen Wetterphänomenen konfrontiert, die die Zuverlässigkeit der Versorgung beeinträchtigen können. Um die technische Qualität und Widerstandsfähigkeit des Netzes zu verbessern, ist es notwendig, in den sensibelsten Bereichen rechtzeitig einzugreifen, die schlechtesten Linien zu ermitteln und die Vorteile der geplanten Maßnahmen von vornherein zu bewerten. Typische Eingriffe sind die Modernisierung bestehender Leitungen und das Schließen von elektrischen Ringen, um eine schnelle und effektive Gegenspeisung zu gewährleisten.

Unterirdische Verlegung: Umweltauswirkungen, Energiewende und Resilienz

Neben der Verbesserung der technischen Qualität und Belastbarkeit des Netzes ist die unterirdische Verlegung von Stromleitungen eine der Lösungen, die zur Verringerung der visuellen und ökologischen Auswirkungen der Infrastruktur eingesetzt werden. Obwohl die unterirdische Verlegung eine höhere Anfangsinvestition erfordert, sind die Vorteile auf lange Sicht offensichtlich: es gibt nicht nur einen besseren Schutz vor äußeren Einflüssen, sondern auch erhebliche Vorteile aus der Sicht der Landbewirtschaftung und der Verringerung von Interferenzen mit der umliegenden Landschaft. In einem Gebiet wie dem der autonomen Provinz Bozen, das durch sieben Naturparks und eine starke touristische Ausrichtung gekennzeichnet ist, sind die Maßnahmen von Edyna zur Verringerung der Umweltauswirkungen sehr wichtig.

Darüber hinaus steht die unterirdische Verlegung von Stromleitungen im Einklang mit den Zielen der Energiewende, da sie eine effizientere Einbindung erneuerbarer Technologien ermöglicht, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringert und die Zuverlässigkeit der Stromnetze erhöht.

Hauptumspannwerk: **Austausch von Transformatoren und Einsatz nachhaltiger Technologien**

In den Hauptumspannwerken bringt der Austausch traditioneller Transformatoren durch Transformatoren der neuen Generation mehrere technische und ökologische Vorteile mit sich. Der Einsatz von geräuscharmen Transformatoren mit größerer Spannungsregulierungsmöglichkeit erlaubt eine präzisere und effizientere Energieverteilung, minimiert Verschwendungen und verbessert die Qualität des Dienstes. Ein weiterer entscheidender Aspekt betrifft die Eliminierung von SF6-Gas und die schrittweise Einführung von Technologien, die keine Mineralöle verwenden, um so eine größere ökologische Nachhaltigkeit zu gewährleisten. Dieser Übergang zu umweltfreundlicheren Technologien ist der Schlüssel zur Verringerung der ökologischen Auswirkungen der Strominfrastruktur.

Erweiterung der Abgänge in den Hauptumspannwerken: Belastbarkeit und Aktivität von TERNA

Die Erweiterung von Abgängen in Hauptumspannwerken ist ein weiterer wichtiger Schritt, um die Widerstandsfähigkeit des Stromsystems zu erhöhen. Die Tätigkeit von Terna, insbesondere bei den Projekten Vintl und Lajen, macht deutlich, dass die Infrastruktur an die wachsenden Bedürfnisse des Netzes angepasst werden muss. Diese Maßnahmen ermöglichen es, die Kapazität der Energieverteilung zu erhöhen, die Antwort bei Spitzennachfrage oder Ausfällen zu verbessern und eine größere Flexibilität bei der Bewirtschaftung der Energieressourcen zu gewährleisten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Einführung innovativer Technologien, der Übergang zu erneuerbaren Energiequellen und die Verbesserung der MS-Infrastruktur von entscheidender Bedeutung sind, um ein nachhaltigeres, widerstandsfähigeres Stromnetz aufzubauen, das bereit ist, die Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen. Durch einen integrierten Ansatz, der technische Qualität, Nachhaltigkeit und Innovation vereint, ist es möglich, ein modernes Stromnetz zu erhalten, das in der Lage ist, auf zukünftige Bedürfnisse zu reagieren.

Die Methoden der Darstellung der Maßnahmen

- Maßnahmen in Hochspannungsanlagen und primäre Hochspannungs- und Mittelspannungsumspannkabinen: eine Intervention für jedes Projekt sowohl für neue Realisierungen als auch für Erneuerungen;
- Maßnahmen in Mittelspannungsanlagen: eine Maßnahme für jedes Projekt mit einem Investitionsvolumen von mehr als 1.000.000 € während des Fünfjahreszeitraums des Plans;

- Maßnahmen in Mittel- und Niederspannungsanlagen und Sekundärkabinen: aggregierte Darstellung nach Tätigkeitsbereichen;
- Maßnahmen in Mittelspannungsverteilerkabinen: zusammenfassende Darstellung für die Provinz Bozen;
- Maßnahmen in die Fernüberwachung: zusammenfassende Darstellung für die Provinz Bozen.

KNA-Analyse

Methoden zur Schätzung der Investitions- und Betriebskosten

Die Schätzung der Investitions- und Betriebskosten ist ein grundlegender Schritt bei der Planung und Verwaltung von Infrastrukturprojekten. Insbesondere umfasst die Methode zur Schätzung der Investitionskosten die Ermittlung und Quantifizierung der Ressourcen, die für die Durchführung der Interventionen erforderlich sind, wie der Kauf von Material, Arbeit, die Installation neuer Strukturen und die Implementierung fortschrittlicher Technologien. Diese Kosten werden in der Regel auf der Grundlage historischer Daten, Marktanalysen und technischer Prognosen geschätzt und können auch Eventualmargen zur Bewältigung von Eventualitäten umfassen.

Die Betriebskosten hingegen beziehen sich auf die wiederkehrenden Ausgaben, die für den Betrieb und die Wartung des Netzes und der Infrastruktur erforderlich sind, sobald die Maßnahmen abgeschlossen sind. Dazu gehören tägliche Betriebskosten, gewöhnliche und außerordentliche Wartung, technischer Support, Energie- und Verwaltungskosten.

Die Methode zur Schätzung der Betriebskosten beruht auf einer Bewertung der Tätigkeiten, die erforderlich sind, um die kontinuierliche Effizienz und Sicherheit des Systems zu gewährleisten, wobei die Wartungspraktiken, der Verschleiß der Komponenten und die Notwendigkeit etwaiger Nachrüstungen zu berücksichtigen sind. Eine korrekte Prognose der Investitions- und Betriebskosten ist für die Finanzplanung, die Wirtschaftlichkeit des Projekts und die Bewertung der Rendite langfristiger Investitionen von entscheidender Bedeutung.

Grundlegende Anlagekategorien

Intervention	***Stückkosten***	***Elementare Kategorie***	***Inzidenz %***
Hauptumspannwerk	*6.500 k€ / Kabine*	*Gebäudet*	*16 %*
		Transformator HS/MS	*27 %*
		HS Anlage	*21 %*
		MS Anlage	*10 %*
		Fernbedienungen und Smartisierung	*26 %*
Satellitenzentrum	*1650 k€ / Zentrum*	*Gebäude*	*21 %*
		MS Anlage	*25 %*
		Fernbedienungen und Smartisierungen	*35 %*

		Transformator MS/MS	*19 %*
Sekundärkabine	*51 k€ / Kabine*	*Gebäude*	*43 %*
		Elektromechanischer Teil	*22 %*
		Fernbedienungen und Smartisierungen	*7 %*
		Transformator MS/NS 400 kVA	*29 %*
HS-Linie	*1430 k€ / km_Kabel*	*HS-Kabelleitung*	*100 %*
	290-400 k€ / km_Flugzeug	*HS Freileitung*	*100 %*
MS-Linie	*84-397 k€ / km **	*MS-Kabelleitung*	*100 %*
	*52-69 k€ / km **	*MS Freileitung*	*100 %*
BT-Linie	*67-325 k€ / km **[25]	*NS-Kabelleitung*	*100 %*
	*50 k€ / km **	*NS Freileitung*	*100 %*
Vorrichtung zur Blindenergiekompensation/Spannungsregelung	*50 k€ / Reaktor*	*Reaktor*	*100 %*
	36 k€ / Transformator	*Transformator MS/NS mit Spannungsregler unter Last*	*100 %*
	38 k€ / Regler	*Spannungsregler NS/NS*	*100 %*
Ausgänge	*3 Mio. EUR*	*NS-Anschlüsse / Verteilerschrank*	*100 %*
Fernbedienung	*5 k€*	*Zentrale / UP-Systeme und GSM / GPRS-Modul*	*100 %*

Kostenplanung

Die Kostenplanung ist ein entscheidender Schritt für das effektive Management eines neuen Projekts. Ein grundlegender Aspekt dieser Planung betrifft die Analyse der durchzuführenden Aktivitäten, insbesondere um zu verstehen, welche Art von Straßeninfrastruktur von der Maßnahme betroffen ist. Die Verwendung des auf der Edyna-Website veröffentlichten Leitfadens zu den Anschlusskosten ermöglicht es Ihnen, sich ein klares Bild von den erwarteten Ausgaben zu machen und die verfügbaren Ressourcen zu optimieren.

Mithilfe des Leitfadens zu den Netzanschlusskosten können die Kosten für jede Maßnahme geschätzt werden. Der Leitfaden bietet Tabellen mit Einheitspreisen für verschiedene Arten von Maßnahmen, wie die Kosten pro Meter Kabel, für die Installation von Transformatoren oder für die für den Anschluss erforderlichen Genehmigungen. Diese Informationen sind unerlässlich, um eine genaue und realistische Budgetprognose zu erstellen.

In der Planungsphase ist es unumgänglich, einen Kompromiss zwischen der zu verabschiedenden technischen Lösung und dem verfügbaren Budget zu finden. Der Kostenleitfaden hilft, verschiedene Optionen zu prüfen, um den Anforderungen des Projekts gerecht zu werden, und ermöglicht eine langfristige Kostenbewertung in Bezug auf den technischen Nutzen jeder Alternative.

* *Bereich zwischen Mindest- und Höchstwert, berechnet nach Art des Materials und Art der Fahrbahn*

Vorteile der Maßnahmen

Dieser Abschnitt wird auf der Grundlage der Kriterien des Dokuments mit dem Titel "Dokument zur Beschreibung des methodischen Ansatzes für die Ermittlung von Eingriffen" ausgearbeitet und bis zum 30. Juni verfügbar sein.

8. Entwicklungsbedarf

Der Entwicklungsplan 2025–2030 von Edyna fügt sich in einen Kontext rascher Veränderungen im Energiesektor ein, der geprägt ist vom Anstieg der Stromnachfrage, der Integration erneuerbarer Energien und der zunehmenden Elektrifizierung des Endverbrauchs. Der Entwicklungsbedarf des Netzes ergibt sich somit aus der Notwendigkeit, einen zuverlässigen, resilienten und effizienten Service zu gewährleisten und gleichzeitig die Energiewende zu unterstützen.

Wachstum der Stromnachfrage

In den letzten Jahren wurde ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs verzeichnet, bedingt durch verschiedene Faktoren:

- Elektrifizierung der Haushaltsverbräuche: Der Einsatz von Wärmepumpen und elektrischen Heizsystemen ersetzt nach und nach fossile Energiequellen;
- Elektromobilität: Die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen erfordert den Ausbau öffentlicher und privater Ladeinfrastrukturen.

Diese Entwicklungen machen eine Verstärkung der Verteilnetze notwendig, insbesondere in städtischen Gebieten und Industriezentren.

Entwicklung der dezentralen Erzeugung

Südtirol verzeichnet ein exponentielles Wachstum bei dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik. Zwischen 2018 und 2024 hat sich die Zahl der an das Edyna-Netz angeschlossenen PV-Anlagen verdoppelt und 12.000 Einheiten erreicht. Dieser Trend erfordert eine Anpassung des Verteilernetzes für die:

- Bewältigung der Fluktuation erneuerbarer Energiequellen durch Speicherlösungen und intelligente Nachfrage-Managementsysteme;
- Verstärkung des Niederspannungsnetzes, das den Großteil der PV-Anschlüsse aufnimmt;
- Integration neuer Überwachungs- und Steuerungssysteme, um die Netzstabilität und -sicherheit zu erhöhen.

Höhere Resilienz des Netzes

Die Zunahme extremer Wetterereignisse erfordert eine Erhöhung der Widerstandsfähigkeit des Stromsystems. Geplante Maßnahmen beinhalten:

- Modernisierung der Infrastruktur, einschließlich Austausch veralteter Leitungen und Einführung fortschrittlicher Netzmanagementtechnologien;
- Verbesserung der Kontinuitätskennzahlen, durch Verringerung der Ausfallzeiten und Erhöhung der Wiederherstellungsfähigkeit;

- Einführung intelligenter Netze (Smart Grids), die eine dynamische Steuerung von Angebot und Nachfrage ermöglichen.

Schlussfolgerungen

Der Entwicklungsbedarf von Edyna für den Zeitraum 2025–2030 wird durch die Notwendigkeit bestimmt, einen effizienten und nachhaltigen Stromverteilerdienst bereitzustellen – im Einklang mit nationalen und europäischen Richtlinien. Der Netzausbau und der Einsatz innovativer Lösungen sind entscheidend, um die Energiewende zu unterstützen und den neuen Herausforderungen im Energiesektor zu begegnen.

9. Geplante Maßnahmen

Zur Lösung der kritischen Probleme im Zusammenhang mit dem Hochspannungsnetz hat EDYNA die Maßnahmen auf der Grundlage der folgenden Prinzipien geplant:

- Modernisierung und Erneuerung von Anlagen: diese Maßnahmen betreffen den vollständigen oder teilweisen Wiederaufbau bestehender Hauptumspannwerken (Ersetzen von Bauteilen, Ausrüstungs- oder Anlagenanteilen, die am Ende ihrer Nutzungsdauer oder technisch nicht mehr angemessen sind).;
- Maßnahmen zur Verbesserung der Dienstleistungsqualität: Bau neuer Hauptumspannwerken mit dem Ziel, die durchschnittliche Länge der MS-Leitungen zu verringern und die Gegenspeißbarkeit des MS-Netzes zu erhöhen.

Darüber hinaus hatte Edyna eine wichtige Rolle bei der Definition der Neuinvestitionen von Terna im Gebiet Südtirol/Südtirol. Insbesondere beim Anschluss für den neuen BBT durch aktive Teilnahme an der Konsultation den lokalen Einrichtungen, um so das beste Ergebnis der Maßnahmen für das Gebiet zu erzielen.

Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis der geleisteten Arbeit

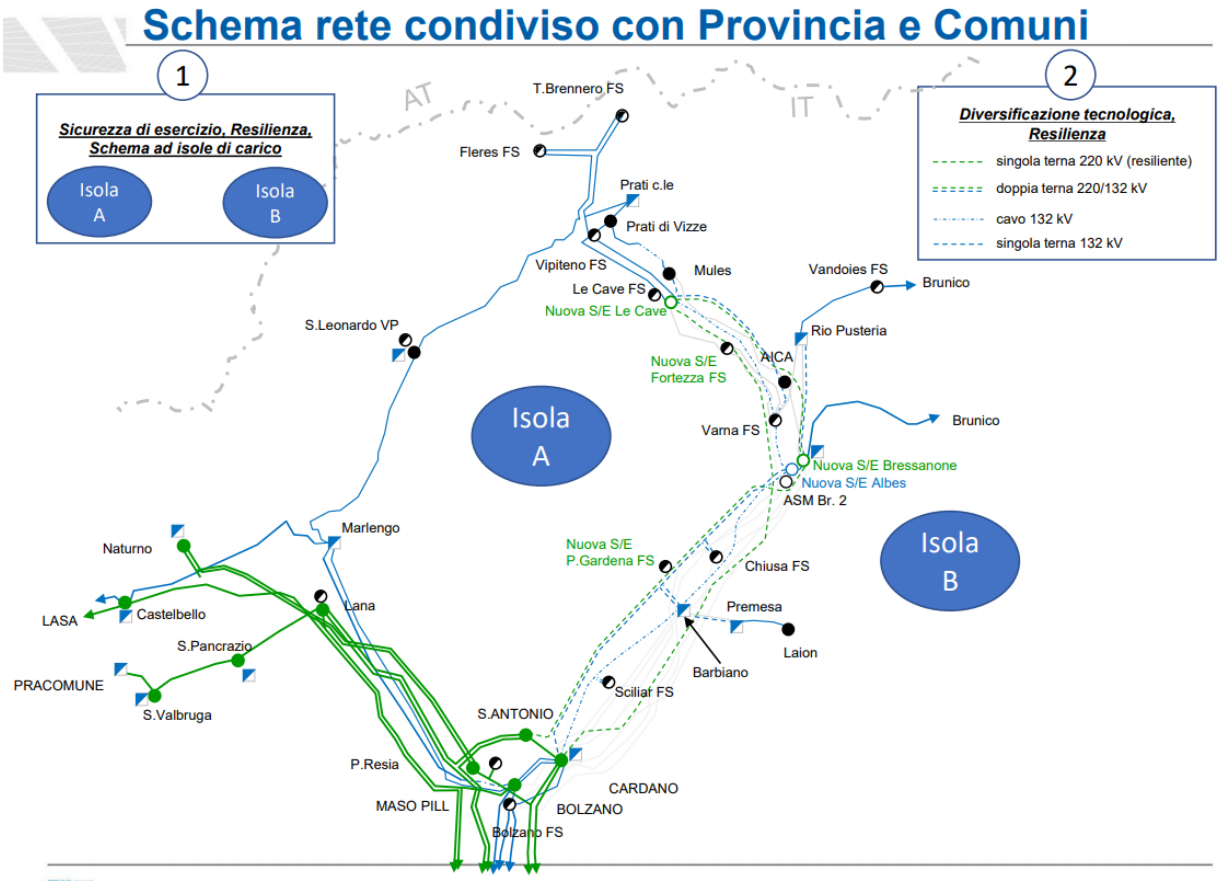


Abbildung 1 – Quelle Terna - Umgestaltung des Eisacktals

Im Entwicklungsplan von Terna wurde auch die Hochspannungs-Kabelverbindung zwischen dem Hauptumspannwerk „Corvara“ und dem Hauptumspannwerk „Laion“ aufgenommen, um die derzeitige Situation in Antennenkonfiguration zu beheben, bei der die beiden Stationen als Stichleitungen an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind.

Die Bauarbeiten für die Hochspannungsverbindung Laion – Corvara wurden im zweiten Halbjahr 2023 begonnen und sollen im zweiten Halbjahr 2025 abgeschlossen werden. Im Rahmen dieses Projekts arbeitet Edyna mit Terna zusammen, um einige Abschnitte der eigenen Mittelspannungsleitungen unterirdisch zu verkabeln.

Eine weitere wichtige Hochspannungsverbindung ist zwischen dem bestehenden Hauptumspannwerk in Bruneck und dem zukünftigen Hauptumspannwerk in Vintl vorgesehen.

Im Zusammenhang mit dieser Verbindung wird Edyna das neue Hauptumspannwerk in Vintl errichten, das eine bessere Steuerbarkeit des Mittelspannungsnetzes im unteren Pustertal ermöglichen wird.

Nachfolgend werden die wichtigsten Maßnahmen aufgeführt, die sich auf die Anlagen im Zuständigkeitsbereich des Edyna-Netzes beziehen.

a. Maßnahmen am Hochspannungsnetz

- ***Zukünftiges Hauptumspannwerk „Barbiano“***

Auf Antrag der Gemeinde St. Christina in Gröden bezüglich der Erdverlegung der 60-kV-Leitung T848 „Kardaun – St. Christina“ hat Edyna die Möglichkeit geprüft, ein neues Hauptumspannwerk in der Nähe des derzeit von Alperia (ehemals Edison) betriebenen Kraftwerks in Barbian zu errichten. Ziel ist es, eine 132-kV-Hochspannungsleitung als Ein- und Ausgangsverbindung in Kabelausführung zu realisieren und somit die Resilienz der Primäranlage deutlich zu erhöhen. Diese wird derzeit ausschließlich über eine 60-kV-Leitung im Antennenbetrieb versorgt, die in bestimmten Störungsphasen erhebliche Versorgungsunterbrechungen verzeichnet. Derzeit wurde die technische Lösung definiert, der Vorvertrag für den Grundstückskauf unterzeichnet, und das Genehmigungsverfahren ist im Gange.

- ***Zukünftiges Hauptumspannwerk „Vandoies“***

Das Hauptumspannwerk in Mühlbach, welches derzeit provisorisch mit einem 130/20-kV-Trafo beim ehemaligen ENEL-Kraftwerk in Mühlbach ausgestattet ist und mit veralteten, oberirdischen Mittelspannungsabgängen betrieben wird, wird von einem neuen Hauptumspannwerk an einem für die Lastverteilung zentraleren Standort in der Gemeinde Vintl ersetzt.
Edyna hat das Grundstück bereits erworben und nach abgeschlossenen Genehmigungsverfahrens mit den Bauarbeiten begonnen. Die Anlage wird mit einer doppelten Transformation ausgestattet, um eine höhere

Anschlusskapazität und Resilienz zu gewährleisten. Zudem wird sie Ausgangspunkt der neuen Hochspannungskabelverbindung zwischen Vintl und Bruneck sein, wodurch das Hochspannungsnetz mit Blick auf die Olympischen Winterspiele 2026 gestärkt wird.

- ***Zukünftiges Hauptumspannwerk „Sesto"***

Im Entwicklungsplan von Terna ist in den kommenden Jahren eine Hochspannungskabelverbindung zwischen der Umspannstation Toblach und der elektrischen Station in Sillian in Osttirol (Österreich) vorgesehen. Zu diesem Zweck fand im März 2020 ein Treffen zwischen Terna und Tinetz am Sitz von Edyna statt, um die Machbarkeit einer möglichen 130/110-kV-Verbindung zu prüfen. Tinetz zeigte jedoch kein besonderes Interesse an dieser Verbindung.
Die neue Verbindung, zusammen mit dem Bau von einem neuen Hauptumspannwerk durch Edyna, wird die Versorgungsqualität des Netzes in den Gemeinden Toblach, Innichen und Niederdorf deutlich verbessern, indem sie eine neue Hochspannungs-Einspeisung für diesen Netzabschnitt bereitstellt. Die Grundstücke wurden bereits identifiziert und die Vorverträge mit den Eigentümern unterzeichnet, das Genehmigungsverfahren ist im Laufen. Die neue Station dient auch zur Deckung des steigenden Anschlussbedarfs in der Region, insbesondere im Bereich der Beschneiungsanlagen und der Aufstiegsanlagen.

- ***Zukünftiges Hauptumspannwerk „S. Antonio 220kV=***

Die derzeitige Stromversorgung der Provinzhauptstadt Bozen, ist von einem einzigen Einspeisepunkt ins nationale Hochspannungsnetz (RTN) auf 220 kV abhängig. Durch den Bau der neuen Umspannstation mit 220 kV in St. Anton wird die Integration eines zweiten Einspeisepunkts in das RTN ermöglicht und so ein widerstandsfähigeres Versorgungsnetz mit mehreren unabhängigen Hochspannungs-Einspeisepunkten geschaffen.
Die Vereinheitlichung der Spannungsebene sowie ein verstricktes Netz werden eine höhere Anschlusskapazität und eine verbesserte Versorgungsqualität gewährleisten.

- ***Zukünftiges Hauptumspannwerk Eggen und neue Hochspannungsleitung mit 66 kV***

Um die Stromversorgung des Skigebiets im oberen Eggental zu verbessern, befindet sich Edyna in der Planungsphase für den Bau eines neuen Hauptumspannwerk mit einer Spannung von 66 kV. Dieses neue HUW soll an das bestehende Netz im Eisacktal angeschlossen werden. Die Anbindung an das 66-kV-Hochspannungsnetz von Edyna wird teilweise durch die Aufrüstung einer bestehenden Freileitung mit Spannungserhöhung auf 66 kV und im restlichen überwiegenden Abschnitt durch den Bau einer erdverlegten Leitung realisiert.
Das Verfahren wurde mit der Unterzeichnung eines Vorvertrags zur Flächenübernahme für die neuen Hauptumspannwerke eingeleitet. Aktuell werden erste Maßnahmen zur Errichtung von Durchlässen für

die zukünftigen Hochspannungskabel in Zusammenarbeit mit dem Straßendienst der Autonomen Provinz Bozen umgesetzt.

- ***Hauptumspannwerk „Val di Nova" – Erweiterung***

Die 66-kV-Hochspannungsanlage wurde fertiggestellt, und für die Mittelspannungs-Umstellung im Raum Meran wurde bereits ein HS/MS Transformator ausgetauscht. Der Austausch des zweiten Transformators ist Teil des im Rahmen des PNRR Smart Grid eingereichten Projekts.

- ***Hauptumspannwerk „Dobbiaco"***

Der Bau des neuen Transformatorabteils 130/20 kV 25 MVA befindet sich in der Fertigstellungfase, um so den deutlich erhöhten Fehlerstrom zu kompensieren und die Anschlusskapazität zu erhöhen. Im Zuge der Maßnahme wurden auch die Petersen-Spulen angepasst. Die Arbeiten sind noch im Laufen.

b. Maßnahmen auf dem Mittelspannungsnetz

Anschlüße

Die technischen Lösungen für die Verbindung von Passivkunden und Produzenten werden gemäß der Norm CEI 0-16 festgelegt. Die regulatorischen Referenzen für diese Tätigkeit ist der integrierte Text der wirtschaftlichen Bedingungen für die Bereitstellung des Anschlussdienstes (TIC - Anhang C Beschluss Nr. 645/2015/R/eel) und für Produktionsanlagen der integrierte Text der technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für den Anschluss an Netze mit der Verpflichtung zur Anschlussnahme Dritter (TICA - Anhang A der Beschlussfassung ARG/elt. 99/2008 und späteren Änderungen).

Bei der Bestimmung der optimalen technischen Lösung wird angestrebt, die elektrischen, technologischen und strukturellen Merkmale des bestehenden Netzes zu erhalten und, wenn möglich, zu verbessern, indem Lösungen mit hoher Zuverlässigkeit wie unterirdische Kabelverbindungen angewendet werden.

Maßnahmen zur Lastanpassung

Die bedeutendsten Maßnahmen zur Entwicklung des Mittelspannungsnetzes, die sich auf Lastanpassungen beziehen, konzentrieren sich hauptsächlich auf den Bau neuer Mittelspannungsleitungen, die von den Hauptumspannwerken ausgehen, sowie auf die Schaffung von Hauptleitungen, die die Stromversorgung auch unter Betriebsbedingungen (N-1) sicherstellen. Wenn ein Überschreiten der Auslastung der Mittelspannungsleitungen vorhersehbar ist, werden gezielte Anpassungsmaßnahmen geplant. In diesen Fällen können die angewendeten technischen Lösungen den Ausbau bestehender Leitungsabschnitte oder die Schaffung von Verbindungen zwischen benachbarten Leitungen zur besseren Lastverteilung beinhalten.

Maßnahmen zur Servicequalität

Investitionen zur Verbesserung der Versorgungsqualität der Endkunden sind erforderlich, um die von ARERA mit der Beschlussfassung 617/2023/R/ee festgelegten Ziele zu verfolgen.
Nachfolgend sind die wichtigsten Maßnahmen an den Anlagen und deren Auswirkungen auf die vom ARERA definierten Qualitätsparameter des Dienstes angegeben. Die Mischung der Eingriffe wird je nach territorialem Bereich in Bezug auf die Ausgangswerte der Indikatoren und die zugehörigen Prämien/Sanktionen sowie die Konfiguration und Zusammensetzung der bestehenden Mittelspannungsnetzanlagen definiert.

Maßnahmen mit überwiegendem Einfluss auf die kumulierte Unterbrechungsdauer pro-Kunde (NS)
Maßnahmen, die überwiegend die kumulierte Unterbrechungsdauer betreffen, unabhängig von ihrer Anzahl, beziehen sich hauptsächlich auf die Zeitspanne der Wiederherstellung, sowohl teilweise als auch vollständig, des betroffenen Netzabschnitts. Diese Eingriffe stehen teilweise in Zusammenhang mit der Dauer einer einzelnen Unterbrechung. Die vorgesehenen Maßnahmen zielen darauf ab, den Grad der Trennbarkeit und Wiederherstellbarkeit des Mittelspannungsnetzes zu erhöhen, wodurch auch die Anzahl der längeren Unterbrechungen reduziert wird.

Maßnahmen mit überwiegendem Einfluss auf die Anzahl der Unterbrechungen pro Kunde (NS)
Maßnahmen zur Reduzierung der Anzahl der Unterbrechungen pro Kunde konzentrieren sich auf zwei Hauptaspekte:

- Verringerung der Anzahl der Kunden pro Leitung, um die Auswirkungen jedes einzelnen Ausfalls zu begrenzen;
- Steigerung der Zuverlässigkeit der Netzkomponenten durch gezielte Eingriffe, die im Plan nur in spezifischen Fällen erwähnt werden.

Maßnahmen mit Einfluss auf die Anzahl und Dauer der Unterbrechungen pro-Kunde (NS)
Die vorgesehenen Maßnahmen gliedern sich in zwei Kategorien:
Reduzierung der Ausfallwahrscheinlichkeit, durch Eingriffe zur Leistungssteigerung der Netzkomponenten, insbesondere die Verbesserung des Isolationsniveaus, einschließlich:

- Koordination der Isolierung;
- Austausch von blanken Freileitungen durch Kabelsysteme.

Minderung der Auswirkungen von Unterbrechungen, durch Maßnahmen zur Verbesserung der Kapazität der Fehlerselektion entlang der Leitung und zur Umverteilung der Kunden, einschließlich:

- Automatisierung des Mittelspannungsnetzes;
- Bau neuer Mittelspannungsleitungen oder neuer Netzanlagen zur Optimierung der Verteilung.

Diese Maßnahmen werden dazu beitragen, die gesamte Zuverlässigkeit des Mittelspannungsnetzes zu verbessern, die Qualität des Verteilerdienstes zu erhöhen sowie die negativen Auswirkungen auf die Nutzer zu verringern.

c. Eingriffe in das Niederspannungsnetz

Allgemeines

Die Leitungen werden in der Regel als Freileitungskabel oder Erdkabel ausgeführt, wobei in der Regel dieselbe technische Lösung wie bei den bestehenden Anlagen verwendet wird, an die sie angeschlossen werden.

Die bereits durchgeführten Verbindungen im MS-NS-Netz haben neben dem bedeutenden Belastungsniveaus in einigen Gebieten – zusammen mit den wachsenden Anschlussanfragen – auch einen wichtigen Einfluss auf den Betrieb und die Führung des Netzes, das sich rasch von einem „passiven“ zu einem „aktiven“ Netz gewandelt hat. Diese Phänomene sind besonders in einigen Gebieten des Landes sichtbar, die durch günstige Umwelt-, Territorial- und Klimabedingungen die Verbreitung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen begünstigen. Darüber hinaus sind einige dieser Gebiete durch eine geringe passive Last gekennzeichnet, was die Notwendigkeit zum Ausbau oder Verstärkung von Stromnetzen mit sich bringt, um allen Anschlussanfragen gerecht zu werden.

Bei Sättigung des Stromnetzes müssen die Anschlusslösungen bedeutende Eingriffe beinhalten, gegebenenfalls auch auf einer höheren Spannungsebene als jene des vorgesehenen Anschlusses.

Eingriffe zur Lastanpassung

Eingriffe in das Niederspannungsnetz zur Lastanpassung resultieren aus Überwachungsaktivitäten im Netz, die physisch, instrumentell und informationsgestützt sind und zielen darauf ab, die Leistungsnennwerte der installierten Komponenten einzuhalten und die Spannungswerte entlang der Leitungen innerhalb vordefinierter Grenzwerte zu halten. Diese Eingriffe bestehen vor allem in der Verstärkung von bestehenden Leitungen oder Leitungsabschnitten und nur in Ausnahmefällen in der Herstellung von Querverbindungen (Verbindungen zwischen benachbarten Leitungen) zur Lastumverteilung oder auch in der Errichtung neuer Leitungen von bestehenden MS/BS-Umspannstationen.

Die Notwendigkeit der Entwicklung und Anpassung des Netzes an die Last wird durch Eingriffe bei Überlastung der Niederspannungsschalter unterstrichen, diese sind für die Verteilerqualität relevant, und mit der Notwendigkeit zur Verstärkung der Anlagen verbunden. In diesem Fall erfordern die Eingriffe in der Regel die Herstellung von Querverbindungen zur Lastumverteilung oder den Bau neuer Leitungen.

Schließlich sind im Rahmen der Arbeiten am Niederspannungsnetz zur Lastanpassung auch die Arbeiten zur Herstellung von Verbindungen und neuen Niederspannungsleitungen von Bedeutung, die

durch die Inbetriebnahme von Transformatorstationen erforderlich sind, um die Lastentwicklung zu bewältigen.

Eingriffe zur Qualität des Verteilerdienstes

Die Planung von Eingriffen zur Qualität des Verteilerdienstes im Niederspannungsnetz gewinnt an Bedeutung, je größer der Prozentsatz der Komponente „Niederspannung“ hinsichtlich der Anzahl und Dauer der Stromausfälle pro Niederspannungskunde ist. Diese Komponente kann vor allem in Stadtzentren von Bedeutung sein, in denen es Niederspannungsleitungen mit einer hohen Anzahl von Kunden gibt. Es handelt sich in jedem Fall um gezielt identifizierte Maßnahmen zur Lösung spezifischer Probleme, wie beispielsweise die ungleichmäßige Verteilung der Kunden auf verschiedene Leitungen oder das Fehlen der Möglichkeit, größere Lasten wieder einzuspeisen.

Der Einsatz von fernsteuerbaren Niederspannungsschaltern ist in Gebieten der hohen Konzentration vorgesehen, um die kumulierte Dauer der Niederspannungsstörungen zu verringern.

10. Projekte mit Fremdfinanzierung

PNRR-Pläne

Edyna hat einen Antrag auf Finanzierung im Rahmen des PNRR-Aufrufs Investition 2.2 „Maßnahmen zur Erhöhung der Resilienz des Stromnetzes“ (M2C2 2.2) sowie für den PNRR-Aufruf zur Finanzierung der Investition 2.1 „Stärkung der Smart Grid“ (M2C2.2.1) eingereicht.
Das für die Resilienz eingereichte Projekt umfasst den Bau einer neuen, unterirdischen Mittelspannungsleitung zur Verbesserung der Stromversorgung im Schnalstal.

Beschreibung	**Aktivitäten**
Erhöhung der Resilienz des Stromverteilungsnetzes von Edyna im Schnalstal	Das Projekt sieht die Stilllegung der bestehenden 16-kV-Hauptleitung mit blanken Drähten zwischen dem Hauptumspannwerk Vernago und dem Hauptumspannwerk Senales vor. Stattdessen wird eine neue 20-kV-Hauptleitung in Form eines unterirdischen Kabels gebaut.

Für den Aufruf zur Stärkung des Smart Grid wurden 4 Maßnahmen eingereicht, wie aus der folgenden Liste ersichtlich:

Beschreibung	**Aktivitäten**
Projekt Hauptumspannwerk Vandoies (ehemals Rio Pusteria)	Errichtung eines neuen Hauptumspannwerkes Vandoies, die zwei Transformatoren mit jeweils 25 MVA umfassen wird; Stilllegung des Hauptumspannwerkes Rio Pusteria, die über einen Transformator mit 16 MVA verfügt.
Projekt Hauptumspannwerk San Leonardo	Installation eines neuen Transformators mit 25 MVA zusätzlich zum bestehenden Transformator mit ebenfalls 25 MVA.
Projekt Hauptumspannwerk Val di Nova	Ersetzen des Transformators mit 13 MVA durch einen mit 40 MVA; aktuell sind ein Transformator mit 13 MVA und einer mit 40 MVA vorhanden.
Projekt MT-Leitungen von Sexten (Pustertal)	Neue Mittelspannungsleitung, die vom Anstieg der HC und der Last aufgrund des Eingriffs in dem Hauptumspannwerk von Toblach profitieren wird.

10. Anhänge zum Entwicklungsplan

- Liste der geplanten Maßnahmen
- Detaillierte Eingriffsblätter
- Leitfaden zur Definition der Szenarien