

# Netzausbauplan 2024

nach §14d EnWG



Erfurt, 30. April 2024

## **Impressum**

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG  
Schwerborner Straße 30  
99087 Erfurt  
T 0361 7390-0  
F 0361 7390-1292  
info@thueringer-energienetze.com

Sitz: Erfurt, Registergericht Jena, HRA 503835  
Persönlich haftender Gesellschafter: TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH  
Sitz: Erfurt, Registergericht Jena, HRB 510722  
Geschäftsführer: Frank-Peter Tille, Ulf Unger

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1	Ziele und Hintergrund .....	1
1.2	Beschreibung der aktuellen und perspektivischen Versorgungsaufgabe.....	2
<b>2</b>	<b>Planungsgrundlagen</b> .....	<b>4</b>
2.1	Umsetzung des Regionalszenarios 2023 .....	4
2.2	Entwicklung der Letztverbraucherlast.....	5
2.3	Entwicklung der Erzeugungsleistung .....	9
2.4	Berücksichtigung nachgelagerter VNB.....	11
2.5	Berücksichtigung des vorgelagerten Übertragungsnetzes.....	12
<b>3</b>	<b>Netzausbauplanung</b> .....	<b>13</b>
3.1	Randbedingungen der Berechnungen .....	13
3.2	Netzkarten und Maßnahmen .....	14
3.3	Ermittelte Engpassregionen.....	14
3.4	Ausbaubedarf im Mittelspannungsnetz.....	15
3.5	Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz.....	17
<b>4</b>	<b>Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen</b> .....	<b>23</b>
4.1	Frequenzunabhängige Systemdienstleistungen.....	23
4.2	Flexibilitätsdienstleistungen, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen.....	24
<b>5</b>	<b>Spitzenkappung</b> .....	<b>26</b>
<b>6</b>	<b>Fazit und Ausblick</b> .....	<b>27</b>
<b>7</b>	<b>Veröffentlichung und Stellungnahmen</b> .....	<b>29</b>
<b>8</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>30</b>
<b>9</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>31</b>
9.1	Abbildungsverzeichnis.....	31
9.2	Tabellenverzeichnis.....	31

## Abkürzungsverzeichnis

BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HKW	Heizkraftwerke
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
PV	Photovoltaik
RZ	Regionalszenario
TEN	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VINK	Vollintegrierte Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

# 1 Einleitung

## 1.1 Ziele und Hintergrund

Die gesetzlichen Anforderungen an die Ausbauplanung für die Stromverteilnetze sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Erstmals sind nicht nur alle Verteilnetzbetreiber (VNB) mit Hochspannungsnetz, sondern alle VNB mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden gemäß [§ 14d Energiewirtschaftsgesetz](#) (Stand: 15. Februar 2024) zur Erstellung und zur Veröffentlichung eines Netzausbauplans (NAP) verpflichtet. Dieser umfasst die geplanten Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen basierend auf der voraussichtlichen Entwicklung der Verteilungsaufgabe in den nächsten fünf und zehn Jahren sowie bis zum Jahr 2045, dem gesetzlichen Zieljahr für das Erreichen der Klimaneutralität Deutschlands.

Ab diesem NAP ist der Netzausbaubedarf nunmehr zusätzlich zur Hochspannung (HS) auch für die Mittelspannung (MS) und die Niederspannung (NS) darzustellen. Die zugehörigen Netzkarten umfassen das Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz sowie die Umspannebene HS/MS und MS/NS mit den Engpassregionen. Die wahrscheinlichen Ausbaumaßnahmen sind in einer tabellarischen Übersicht aufgelistet. Netznutzer der Hoch- und Mittelspannungsebene sowie die Übertragungsnetzbetreiber erhalten erstmals die Möglichkeit, eine Stellungnahme zu einem Netzausbauplan einzureichen.

Mit den neuen Anforderungen wächst der Abstimmungsbedarf unter den VNB. Sie stimmen sich in sechs Planungsregionen jeweils zu den gemeinsamen Grundsätzen der Netzausbauplanung ab und veröffentlichen in Regionalszenarien Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch. Diese Prognosen sind Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen VNB. Die VNB veröffentlichten ihr [Regionalszenario](#) [1] erstmals im Juni 2023 auf der Internetplattform [vnbdigital.de](#) [2], dem gemeinsamen Netzportal der Stromverteilnetzbetreiber. Bis zum 30. April 2024 und dann alle zwei Jahre müssen die VNB auf der Grundlage des Regionalszenarios ihrer jeweiligen Planungsregion einen Netzausbauplan bei der BNetzA vorlegen und auf [vnbdigital.de](#) veröffentlichen. Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN) ist der Planungsregion Ost (PR Ost) zugeordnet.

## **1.2 Beschreibung der aktuellen und perspektivischen Versorgungsaufgabe**

Die Energiewende findet im Verteilnetz statt, welches zunehmend erneuerbare Energien aufnehmen muss. Ende des Jahres 2023 waren bereits über 170 GW installierte Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energiequellen in den deutschen Verteilnetzen angeschlossen (BNetzA [3]). Ein Teil des erzeugten Stromes wird bereits auf Verteilnetzebene verbraucht, der übrige Teil wird an den Netzverknüpfungspunkten (NVP) in das Höchstspannungsnetz übertragen.

Mit der Energiewende stellen sich die Netzbetreiber neuen Herausforderungen in puncto Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit. Neben der Dezentralisierung der Erzeugung und deren Verlagerung aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetze wandelt sich auch der Energieverbrauch, z. B. in Folge der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors. Um die Stromversorgung stabil zu halten, stimmen sich Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber intensiv miteinander ab. Weiterhin befindet sich der Verteilnetzbetreiber im steten konstruktiven Austausch mit Letztverbrauchern, Erzeugungsanlagenbetreibern, lokalen Ämtern sowie Behörden. Sie sind daher nah an den regionalen Entwicklungen und können realitätsnahe Prognosen erstellen.

Die TEN versorgt über ihre Kabel- und Freileitungen mit einer aktuellen Stromkreislänge von insgesamt fast 33.500 km in den Spannungsebenen HS, MS und NS derzeit ca. 560.000 Hausanschlüsse und ca. 11.000 Gewerbe-/Industriekunden zuverlässig mit elektrischer Energie. Hierzu werden aktuell 83 HS/MS-Umspannwerke und 6.829 Ortsnetzstationen (MS/NS) betrieben. Weiterhin sind über 40 HS/MS-Kundenumspannwerke und über 3.000 MS/NS-Kundenstationen am Netz der TEN angeschlossen. Weitere Informationen können unter [thueringer-energienetze.com - Veröffentlichungspflichten](https://www.thueringer-energienetze.com) eingesehen werden.

TEN ist der größte Verteilnetzbetreiber im Freistaat Thüringen und vorgelagerter Netzbetreiber aller Thüringer Stadtwerke. Besondere Lastschwerpunkte stellen das Industriegebiet Erfurter Kreuz, das Industriegebiet Waltershausen und das Gebiet um Saalfeld/Rudolstadt dar. Es existieren zudem konkrete Planungen mit großen Lastzuwächsen in Nordthüringen aufgrund von Produktionserweiterungen und Neuansiedlungen. Weitere Treiber sind die fortschreitende Dekarbonisierung, bspw. der Glasindustrie im Süden Thüringens, der Aufbau einer

Schnellladeinfrastruktur entlang der Autobahnen für den PKW- und Schwerlastverkehr sowie die Elektrifizierung des Wärmesektors. Die Netzlast wird sich aufgrund dieser Entwicklungen bis 2045 in etwa verdreifachen.

Neben der zentralen Versorgungsaufgabe dient das Stromnetz zunehmend zur Aufnahme und Weiterleitung der Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien. Laut derzeitigen Prognosen wird sich die Erzeugungsleistung vor allem durch den Zubau von Wind- und Solarenergie in Thüringen bis 2045 in etwa verfünffachen.

Grundlage für den hier vorliegenden Netzausbauplan 2024 (NAP24) ist das auf dem Szenariorahmen 2023 der ÜNB basierende Regionalszenario 2023 [1]. Hierfür wurde die Expertise des Fraunhofer IEE durch die PR Ost herangezogen. Die Prognoseergebnisse sind wesentliche Eingangsgrößen der Netzmodellbildung für die Jahre 2028, 2033 und 2045. Sie umfassen sehr detaillierte und regionalisierte Angaben zu Erzeugungsanlagen, Bezugslasten und Gleichzeitigkeiten. Die Datenbasis enthält weiterhin eigene Prognosen zu aktuellen regionalen Entwicklungen der Netzlast vor dem Hintergrund der demografischen Entwicklung und der Ansiedlung von Großindustrie. Die Ergebnisse des Netzentwicklungsplanes (NEP) für die Übertragungsnetze sind ebenfalls berücksichtigt [4].

## 2 Planungsgrundlagen

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung arbeiten die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein [Regionalszenario \[1\]](#) auf [vnbdigital.de](http://vnbdigital.de). Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch hieraus bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.

Für einheitliche Planungsgrundlagen in der PR Ost wurde gemeinsam ein Dokument zu den Grundsätzen der Netzausbauplanung erarbeitet [5]. In dem Dokument sind mehrere grundsätzliche Randbedingungen beschrieben, die bei der Netzausbauplanung einheitlich angewendet werden. Dazu zählen bspw. die Betrachtung der netzauslegungsrelevanten Fälle, die Nutzung von Gleichzeitigkeitsfaktoren sowie die Berücksichtigung von System- und Flexibilitätsdienstleistungen. Auch die einheitlich angewendeten netztechnischen Bewertungskriterien und die Anwendung des NOVA-Prinzips sind in diesem gemeinsamen Dokument grundlegend beschrieben.

### 2.1 Umsetzung des Regionalszenarios 2023

Entsprechend der im Jahr 2022 vereinbarten energiepolitischen Ziele basiert das Regionalszenario auf der Annahme, bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität für Deutschland zu erreichen. Die daraus resultierenden Leistungsprognosen werden für alle Energieträger und Flexibilitätsoptionen im Rahmen des NAP24 berücksichtigt. Zusätzlich müssen entsprechend des § 14d EnWG [6] zwei weitere Stützjahre mit jeweils 5 und 10 Jahren Vorlauf betrachtet werden. Für das Regionalszenario 2023 [1] haben die Planungsregionen gemeinsam die Stützjahre 2028 und 2033 festgelegt.

Der NAP24 der TEN bildet somit das energiepolitische Ziel ab, den Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2045 aus 100 % erneuerbarer Energien zu decken. Bereits im Jahr 2030 soll ein Anteil von 80 % erreicht werden. Im Vergleich zum Netzausbauplan 2022, dem ein Anteil von 65 % im Jahr 2030 zugrunde lag, wird der Wert damit noch einmal deutlich erhöht.

Den maßgeblichen Einfluss auf die Netzausbauplanung der TEN haben die Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Im Bereich der Biomasseanlagen wird nicht von einem weiteren Zuwachs ausgegangen. Dies gilt auch für die Wasserkraft in Thüringen. Zudem sind die Entwicklungen



der sonstigen Energieträger, wie z. B. Geothermie- und Gaskraftwerke sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im NAP24 berücksichtigt. Darüber hinaus gewinnt die Entwicklung der Großbatteriespeichern zunehmend an Bedeutung für die Netzausbauplanung.

Verbrauchseitig werden die Prognosen für die Entwicklung der Elektromobilität, Wärmepumpen, Fern- und Prozesswärme sowie der Wasserstoffelektrolyse des Regionalszenarios in die Netzausbauplanung übernommen.

Die Prognosewerte werden im Regionalszenario für die einzelnen Energieträger und Lasttypen auf Landkreisebene ermittelt und dargestellt. Mittels weiterführender Analysen des Fraunhofer IEE erfolgt eine höhere regionale Auflösung dieser Werte bis auf Stationsebene. Basierend auf diesen Leistungsprognosen wird der Netzausbaubedarf ausgehend von den Ortsnetzstationen (MS/NS) bis hin zu den Netzverknüpfungspunkten (HÖS/HS) über alle Spannungsebenen bestimmt.

## **2.2 Entwicklung der Letztverbraucherlast**

Nicht nur erneuerbare Energiequellen sind für ein klimaneutrales Thüringen netzauslegungsrelevant, sondern auch die Elektrifizierung verschiedener Bereiche hat einen enormen Einfluss auf die Netzausbauplanung. Nachfolgend wird beschrieben, wie sich die Letztverbraucherlast ausgehend von verschiedenen Faktoren entwickeln wird. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die prognostizierten installierten Leistungen strombasierter Anwendungen. Detailliertere Informationen können dem Regionalszenario [1] entnommen werden.

Angaben in MW	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Ladepunkte			
e-Mobilität	2.190	3.920	5.810
Wärmepumpen			
dezentral	2.500	3.660	5.680
Nahwärme	520	610	600
Power-to-Heat	114	330	515
Elektrolyse	0	550	1.650
<b>Summe</b>	<b>5.324</b>	<b>9.070</b>	<b>14.255</b>

Tabelle 1: Prognostizierte installierte Leistung von strombasierten Anwendungen für Thüringen

### 2.2.1 Einflussfaktor technische Entwicklung

Im NAP24 werden die in den folgenden Absätzen beschriebenen Technologien in die Betrachtungen einbezogen, welche potenziell zu einer deutlichen Laststeigerung führen können.

Die Lasten in der MS und NS werden maßgeblich durch das Verhalten der Privatkunden sowie durch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen geprägt.

Neue Industrielasten sowie die Energietransformation der bestehenden Stahl-, Glas- und Ziegelindustrie führen zu einer steigenden Industriestromnachfrage und wirken sich punktuell auf die bestehende Infrastruktur aus. Dazu werden im Rahmen des Regionalszenarios bereits zuvor erhobene Prognosedaten aus den Projekten TransHyDE und FORECAST des Fraunhofer verwendet. Zusätzlich wird eine TEN-interne Großlastenliste herangezogen, welche die aktuellen Leistungsanfragen beinhaltet.

Bei der Entwicklung technischer Geräte liegt der Fokus verstärkt auf Energieeffizienz. Neue, verbrauchsarme Geräte lösen im Betrachtungszeitraum alte Geräte ab. Dem wirkt der Trend zu mehr Einpersonenhaushalten entgegen. Tendenziell gibt es dadurch mehr Geräte, die aber auf kürzere Einsatzzeiten kommen. Die dargestellten Entwicklungen werden entsprechend berücksichtigt.

### **2.2.2 Einflussfaktor Bevölkerungsentwicklung**

Wesentlicher Faktor für Lastveränderungen und die Verbreitung neuer Technologien wie Elektromobilität, Power-to-Heat-Anwendungen und Wärmepumpen ist die Bevölkerungsentwicklung, denn nicht vorhandene Kunden benötigen weder in Haushalten Energie, noch fahren sie mit Elektroautos oder nehmen Dienstleistungen in Anspruch. Auch Gewerbe und Industrie werden sich bevorzugt dort ansiedeln, wo Arbeitskräfte verfügbar sind und umgekehrt.

Grundsätzlich wird daher von einer Proportionalität zwischen Last- und Bevölkerungsentwicklung ausgegangen. Dazu wird der demografische Wandel der Bevölkerung für die Prognosejahre berücksichtigt. Als einheitliche Datenbasis wird in den Modellierungen des Regionalszenarios ein von Fraunhofer IEE bearbeiteter konsistenter Datensatz der Bertelsmann Stiftung für alle Landkreise und kreisfreien Städte in Deutschland auf Basis der amtlichen Statistik der Bundesländer verwendet. Unter Berücksichtigung eines Energieeffizienzfaktors wird die Verbrauchsentwicklung für die Prognosejahre ermittelt, sodass im Bereich der Haushalte ein Rückgang des Verbrauchs von ca. 10 % angenommen wird.

### **2.2.3 Elektromobilität**

Im Mobilitätssektor wird von einer kontinuierlichen Verkehrswende hin zur Elektromobilität ausgegangen. Dem NAP24 liegen die ambitionierten Ziele zugrunde, dass bis zum Jahr 2030 15 Millionen Elektro-PKW deutschlandweit im Einsatz sind. Diese Annahme wird entsprechend dem aktuellen PKW-Bestand auf das Versorgungsgebiet der TEN inklusive Weiterverteiler skaliert. Regionale Unterschiede entstehen durch die unterschiedliche Verstädterung und Struktur der Versorgungsgebiete. Es wird davon ausgegangen, dass in ländlichen und vorstädtischen Untersuchungsräumen überwiegend zu Hause geladen wird. Dagegen nehmen in städtischen Gebieten konzentrierte Ladestandorte einen immer größeren Anteil ein. Ein wahrscheinliches Szenario für Städte ist die Kombination von konzentrierten Ladestandorten und individuellen Ladepunkten. Es wird angenommen, dass der Individualverkehr bis zum Jahr 2045 und der öffentliche Personennahverkehr in den großen Städten bis zum Jahr 2030 vollständig elektrifiziert wird. Auch die Elektrifizierung des ländlichen ÖPNV sowie des Nutzfahrzeug-Segments werden berücksichtigt. Dabei wird unterstellt, dass vorrangig batterieelektrische LKW zum Einsatz kommen werden.

Im privaten Bereich werden von den Nutzern vorrangig sogenannte Wallboxen mit Leistungen zwischen 3,7 bis 11 kW verwendet, die über den Hausanschluss mit dem öffentlichen NS-Netz verbunden sind. Zum öffentlichen Bereich werden Normalladepunkte mit Leistungen von 11 bis 22 kW gezählt und zu den Schnellladepunkten werden Leistungen von mindestens 150 kW pro Ladepunkt gezählt. Im Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur erfolgt bereits heute stetiger Zubau, sodass es zum Stand 01/2024 insgesamt bereits 2008 Ladepunkte in Thüringen gab, welche aktuell vor allem bei nachgelagerten Netzbetreibern im städtischen Raum installiert sind und somit nicht im direkten Versorgungsgebiet der TEN liegen [7].

#### **2.2.4 Wärmesektor**

Auch die Elektrifizierung des Wärmesektors mittels Elektrodenkessel, Wärmepumpen, Nah- und Fernwärmeversorgung wird im Regionalszenario berücksichtigt. Dazu kommen Luft-Wasser-, Erdsonden- und Erdkollektor-Wärmepumpen zum Einsatz. Für die Nahwärmeversorgung geht das Regionalszenario von Erdsondenfeldern und Großwärmepumpen aus. Das Fraunhofer IEE hat die Verfügbarkeit mehrerer Technologien zur Wärmeerzeugung im Rahmen von perspektivischen Energiemarktsimulation abgebildet und Einsatzzeitreihen für KWK-Anlagen und deren Alternativen zur Wärmeerzeugung ermittelt.

#### **2.2.5 Speicher und flexible Lasten**

Im Regionalszenario ist die Entwicklung der Batteriespeicher zwar berücksichtigt, eine Regionalisierung ist jedoch nicht sinnvoll möglich, da die sich Betreiber nahezu überall ein Grundstück sichern können. Bei den Berechnungen werden nur bestehende Anlagen und aktuell konkrete Anfragen berücksichtigt. Es wird angenommen dass alle weiteren prognostizierten Batteriespeicher einen Direktanschluss am HÖS-Netz erhalten. Die lastflusstechnischen Auswirkungen auf das TEN-Netz sind somit vernachlässigbar. Aktuell treffen sehr viele Anfragen aus dieser Branche bei der TEN ein. Erfahrungsgemäß muss bei den aktuellen Fahrweisen dieser Anlagen von einer zusätzlichen Netzbelastung ausgegangen werden, da das Arbitrage-Geschäft und der Regelleistungsmarkt am lukrativsten sind. Während der netzauslegungsrelevanten Szenarien muss damit gerechnet werden, dass die Batteriespeicher somit das Netz zusätzlich belasten. Von einer netzentlastenden Fahrweise ist in absehbarer Zeit nicht auszugehen. Die rapide ansteigenden Kapazität von PV-Kleinspeichern

reduzieren die Netzauslastung ebenfalls nicht. Es wird davon ausgegangen, dass diese in den Haushalten noch vor der Rückspeisespitze bereits vollgeladen sind.

Flexibilitäten wie sie bspw. Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anwendungen darstellen, werden teilweise in den Gleichzeitigkeiten zu den netzauslegungsrelevanten Szenarien berücksichtigt. Hierbei werden auch Unterschiede bezüglich der Betrachtungsjahre gemacht. Spezielle EE-Elektrolyseure beziehen insbesondere in der Hell-Brise deren volle Nennleistung, während diese in der Dunkelflaute ihren Leistungsbezug gegen Null fahren. Für die Stützjahre 2028 und 2033 wird nicht von einem wirtschaftlichen Einsatz von Elektrolyseuren mit dieser Fahrweise ausgegangen.

Allgemein sind grundlegende Voraussetzungen für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz aktuell noch nicht gegeben. Die Höhe der tatsächlichen Flexibilitätspotenziale ist bisher unbekannt. Die wissenschaftlichen Meinungen hierzu gehen deutlich auseinander.

Weitere Beschreibungen zu Flexibilitäten sind auch im Planungsdokument „Grundsätze der Netzausbauplanung“ der Planungsregion Ost [5] aufgeführt.

## **2.3 Entwicklung der Erzeugungsleistung**

Für ein klimaneutrales Thüringen ist der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen unabdingbar. Diese beeinflussen die Netzentwicklung und den Netzausbaubedarf maßgeblich. Es wird nachfolgend beschrieben, welche Erzeugungsleistung es perspektivisch zu berücksichtigen gilt. Die derzeitigen Prognosen entsprechen in etwa einer Verfünffachung der installierten Leistung bis zum Jahr 2045. Detailliertere Informationen sind dem Regionalszenario [1] zu entnehmen.

Die prognostizierten Leistungswerte sind in Tabelle 2 für die betrachteten Stützjahre zusammengefasst:

Angaben in MW	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Wind	3.090	4.980	6.770
PV			
Aufdach-	2.540	3.800	6.370
Freifläche-	2.780	5.010	10.200
Sonstige regenerative Erzeuger (Biogas, und Wasser)	350	350	350
KWK	467	680	960
Großbatteriespeicher <sup>1</sup>	610	1.100	2.150
<b>Summe</b>	<b>9.837</b>	<b>15.920</b>	<b>26.800</b>

Tabelle 2: Prognostizierte installierte Erzeugungslleistung für Thüringen

### 2.3.1 Aufdach-PV-Anlagen

Es gibt ein enormes Potential an PV-Erzeugung mit der Installationslokation auf Gebäuden. Mittels eines KI-Ansatzes werden Dachpotentialflächen und eine zeitliche Entwicklung bestimmt. Die ermittelte Leistung wird zunächst geclustert, anschließend den nächstgelegenen bestehenden Ortsnetzstationen (ONS) und über das Mittelspannungsnetz den Umspannwerken (UW) zugeordnet.

### 2.3.2 Freiflächen-PV-Anlagen

Die Prognose von Freiflächen-PV-Anlagen ist mit besonders großen Unsicherheiten verbunden, da diese aufgrund der hohen Flächenverfügbarkeit in vielen Gebieten Thüringens errichtet werden können. Die Prognose basiert daher auf einer Potenzialanalyse und Zubaumodellierung, deren Methodik im Regionalszenario beschrieben ist.

Durch eine Clusterung nach der Nennleistung von Freiflächen-PV-Anlagen können die Netzanschlusspunkte in der Netzsimulation einer Netzebene zugeordnet werden. Bspw. wird eine Freiflächen-PV-Anlage mit einer Nennleistung von mehr als 15 MW voraussichtlich mittels eines Kunden-UW direkt am HS-Netz, also in der NE 3 angeschlossen werden.

---

<sup>1</sup> Prognosewerte aus dem Regionalszenario, bezogen auf das ganze Bundesland Thüringen

Nach Veröffentlichung des Regionalszenarios 2023 sind im Netz der TEN mehrere verbindliche Zusagen größerer Freiflächen-PV-Anlagen erteilt worden, welche im Regionalszenario nicht enthalten sind. Diese werden bei der Netzmodellierung mit den Prognosedaten verschnitten.

Die Freiflächen-PV-Anlagen umfassen den größten Anteil der prognostizierten Leistung des zukünftigen Erzeugerparks in Thüringen. Abweichungen der tatsächlichen regionalen Entwicklung von der prognostizierten räumlichen Verteilung können eine erhebliche Verschiebung der simulierten Leistungsflüsse im Stromnetz und somit auf den regionalen Netzausbaubedarf zu Folge haben.

### **2.3.3 Windenergie**

Auch hier kann mittels einer Clusterung nach installierter Leistung die voraussichtliche Netzebene des Netzanschlusspunktes ermittelt werden. Die Prognose von Windenergiestandorten ist zumindest mittelfristig durch die Ausweisung von Windvorranggebieten als zuverlässig anzusehen. Langfristig sind die Prognosen jedoch mit Unsicherheiten behaftet, wenn auch geringer als jene der Freiflächen-PV-Anlagen.

### **2.3.4 Biomasse**

Das Regionalszenario beschreibt keinen nennenswerten Ausbau von Stromerzeugung aus biogenen Rohstoffen. Für den Netzausbauplan werden die aktuell laufenden Anlagen als weiterhin in Betrieb angenommen.

### **2.3.5 Wasserkraftanlagen**

Analog zur Biomasse bleiben die aktuell in Betrieb befindlichen Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2045 am Netz.

## **2.4 Berücksichtigung nachgelagerter VNB**

Die Prognosemodelle und -methoden für die vorgestellten Lasten und Erzeuger werden auch auf fremdversorgte Netzgebiete angewandt. Hierzu zählen vorlagepflichtige als auch nicht vorlagepflichtige Netzbetreiber. Durch das abgestimmte Vorgehen in der Planungsregion Ost bietet dies den großen Vorteil, dass eine Prognose nach einheitlicher Methodik vorliegt. Zusätzlich erfolgten Austausche mit anderen VNB zu relevanten Prognosedaten, um die eigene Planung anzureichern und Prozesse zum NAP abzustimmen. Mittels Vereinfachungen werden

Gebiete der nicht vorlageverpflichteten Netzbetreiber auf die bestehenden Übergabepunkte aggregiert.

## **2.5 Berücksichtigung des vorgelagerten Übertragungsnetzes**

Eine weitere wichtige Eingangsgröße für die Netzausbauplanung im Verteilnetz sind die Netzschnittstellen zum vorgelagerten Übertragungsnetz. Für eine korrekte Berücksichtigung der Leistungsflüssen zwischen HöS- und HS-Netz werden Randnetzabgleiche mit dem vorgelagerten ÜNB, der 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) durchgeführt. Im Netzmodell für den NAP werden ebenso verschiedene Jahresprognosen und netzauslegungsrelevante Szenarien mit den entsprechenden Planungsdaten der 50Hertz abgeglichen und aktualisiert. Diese Randnetzabgleiche sind für die Wirk- und Blindleistungsflüsse zwischen den Netzebenen von entscheidender Bedeutung.



## 3 Netzausbauplanung

Ein Verteilnetzbetreiber versteht sich als Dienstleister mit dem Ziel, ihre Netzkunden unbeeinflusst von möglichen Netzengpässen zuverlässig mit elektrischer Energie zu versorgen, um ihnen die Ausübung ihrer Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Entstehende Netzengpässe sind daher immer als temporär zu betrachten. In diesem Sinne ist auch der Beschluss „BK6-22-300“ der Bundesnetzagentur vom 27. November 2023 zu verstehen:

*Bei erwartetem mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen zu prüfen. Im Netzausbauplan sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu beschreiben.*

### 3.1 Randbedingungen der Berechnungen

Die Netzberechnung basiert auf einer modellhaften Abbildung der bestehenden Netzstrukturen und Betriebsmittel mit den angeschlossenen Erzeugungs- und Bezugsleistungen. Zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs werden die prognostizierten Leistungswerte unter Annahme von Gleichzeitigkeiten in die Netzmodelle integriert. Die Berechnungen erfolgen sowohl für den Normalbetrieb als auch für den gestörten Betrieb der Netze durch Abbildung der typischen Schaltzustände und Einhaltung des (n-1)-Kriteriums.

Für den NAP24 der TEN werden im HS-Netzmodell die zwei Teilnetze West und Ost simuliert. Dieser Schaltzustand wird aktuell im realen Betrieb am häufigsten eingestellt. Ein HS-Netzteil der Avacon AG, das Harznetz sei ab dem Jahr 2028 nicht mehr mit dem HS-Netz der TEN verbunden. Basierend auf dem TEN-HS-Netzmodell und den Ergebnissen des NAP24 werden zeitnah Untersuchungen zu neuen Fahrweisen zur Bildung mehrerer Teilnetze notwendig. Eine Auftrennung des HS-Netzes dient der Reduktion von Transiten aufgrund paralleler Leitungen zum HöS-Netz zwischen mindestens zwei HöS/HS-Umspannwerken und zur Reduktion stark steigender Kurzschlussströme unter Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit.

Im Ergebnis der Untersuchung neuer perspektivischer Netzfahrweisen werden sich die netzauslegungsrelevanten Leistungsflüsse mit hoher Wahrscheinlichkeit erheblich verändern, sodass eine Anpassung ermittelten Netzausbaumaßnahmen notwendig wird.

## **3.2 Netzkarten und Maßnahmen**

Die Netzausbauplanung für das Stromnetz umfasst eine Vielzahl von Maßnahmen, die darauf abzielen, dezentrale Erzeugungsanlagen einzubinden und den wachsenden Anforderungen im Zuge der Sektorenkopplung gerecht zu werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Aspekte beleuchtet und gemäß § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 bis Nr. 5 und Satz 2 EnWG in Kartendarstellungen aufgeführt. Die Netzdarstellung erfolgt durch je eine in diesem Dokument im Anhang eingebundene Karte für die Mittelspannung und Hochspannung.

Die HS-Karte umfasst aktuelle Darstellungen und alle Maßnahmen folgender Netzebenen:

- Netzebene (NE) 2 (HöS/HS-UW)
- NE 3 (HS)
- NE 4 (HS/MS-UW)

Die MS-Karte umfasst eine schematische Darstellung des MS-Netzes NE 5 (MS) auf Basis von Gemarkungsflächen. Die jeweilige Einfärbung der Gemarkungsflächen beschreibt dabei das heutige Versorgungsgebiet der TEN, die kurz- bzw. langfristigen Netzengpassregionen sowie Gemarkungen, für die in den kommenden 5 Jahren konkrete Maßnahmen geplant sind. Zur Orientierung ist ergänzend das HS-Netz und die entsprechende Umspannebene NE 4 in der Karte aufgezeigt, wobei auch für die Umspannebene NE 4 die kurz- bzw. langfristigen Engpässe farblich übereinstimmend zum MS-Netz verdeutlicht werden. Darüber hinaus werden neben der genannten Umspannebene NE 4 auch die langfristigen Netzengpässe für die Umspannebene NE 6 (MS/NS-ONS) in der MS-Karte dargestellt.

## **3.3 Ermittelte Engpassregionen**

Die Ermittlung der Engpässe erfolgt unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten sowie der Netzmodellierung mit den vielen verschiedenen regionalisierten Lasten und Erzeugern. Je Leitungsabschnitt wird aus den Prognosen und Varianten der jeweils größte zu erwartende Strom mittels Ausfallsanalysen und Berücksichtigung von Schutzabschnitten berechnet. Dies erfolgt zu den drei verschiedenen Prognosejahren 2028, 2033 und 2045. Dabei wird berücksichtigt, dass das Zielnetz zum Jahr 2045, unter heutigen Gesichtspunkten, bereit ist für eine Stromversorgung mit 100 % erneuerbaren Energien. An bestimmten Stellen kann die theoretische Leitungsbelastung zum Jahr 2033 höher sein als in 2045, da netzdienliche

Elektrolyseure erst in mehr als 10 Jahren erwartet werden. In solchen Fällen werden die Netzausbaumaßnahmen bereits auf die in 2045 erwarteten Ströme ausgelegt. Insoweit verfügbar könnten für diese Abschnitte innovative Betriebsmittel oder Flexibilitätsmaßnahmen genutzt werden, um die Ströme in den kritischen Übergangszeiträumen zu verringern.

Die aufgezeigten Engpässe sind nicht identisch oder vergleichbar mit den aktuellen Netzsicherheitsmanagement-Maßnahmen. Abbildung 1 im Anhang (S. 3232) zeigt die im Rahmen der NAP24-Netzberechnungen ermittelten Netzengpassgebiete.

### **3.4 Ausbaubedarf im Mittelspannungsnetz**

Die TEN betreibt in Thüringen sowohl ein HS-Netz als auch ein ausgedehntes MS-Netz über nahezu das gesamte Bundesland hinweg. Das MS-Netz wird dabei ausschließlich über das HS-Netz der TEN und die damit einhergehende Umspannebene HS/MS versorgt. Entsprechende Varianten für MS-Maßnahmen werden so zunächst auf MS-Ebene nach NOVA bewertet und etwaige Auswirkungen auf die Umspannebene bzw. das vorgelagerte HS-Netz werden ergänzend intern im Hinblick auf technische, wirtschaftliche oder auch rechtliche Aspekte in ihrer Gesamtheit betrachtet. In Ergänzung dessen werden auch alle MS/NS-Umspannstationen aus dem vorgelagerten MS-Netz der TEN versorgt, sodass auch in diesen betroffenen Netzebenen Maßnahmen in der entsprechenden Gesamtheit bewertet werden. Mit Blick auf die kurzfristigen Netzengpässe im MS-Netz ist der Zubau von Erzeugungsanlagen aus erneuerbarer Energie die Hauptursache für notwendige weitreichende Ausbaumaßnahmen. Es zeigt sich eine bereits für die kurzfristigen Engpässe erhöhte flächige Ausdehnung über jeweils mehrere MS-Netzabschnitte hinweg. Ergänzt werden die Maßnahmen im Rahmen des Zubaus von Erzeugungsanlagen durch lokale bezugsseitige Anfragen, die in der Regel durch die Erweiterung von Gewerbe- bzw. Industrieanlagen in Verbindung mit der Schaffung von Gewerbeflächen oder durch den Aufbau der Ladeinfrastruktur gekennzeichnet sind. Diese allgemeine Lage zeigt sich zunächst auch fortführend bei der Bewertung bzw. der Berücksichtigung von Prognosedaten. In ihrer Gänze sind so die kurzfristigen Engpässe unter Nutzung der verschiedenen Optionen nach NOVA zu untersuchen, wobei sich in der Regel ein Neubau von HS/MS-Umspannwerken in entsprechender Entfernung zum heutigen HS-Netz als gesamtwirtschaftliche Vorzugsvariante abzeichnet, was in der Folge zu Maßnahmen mit

erhöhter Umsetzungszeit durch Genehmigungen für neue HS-Trassen führt. Damit dienen benannte Maßnahmen im Maßnahmenplan bis 2028 zur Behebung lokaler Engpässe und ggf. auch in Kombination für einen altersbedingten Ersatz zur allgemeinen Erhöhung der Netzkapazität. Gleichzeitig bleiben diese stets in die langfristige Gesamtplanung für die betroffenen Netzengpassregionen einzuordnen. Damit ist eine netzseitige Begründung einer Maßnahme im MS-Netz mehrschichtig und betrachtungsabhängig.

Die kurzfristigen Netzengpässe im MS-Netz werden sich auf Basis der Prognosen ohne entsprechende Maßnahmen bis 2045 auf der Bemessungsgrundlage des heutigen MS-Netzes zu den langfristigen Netzengpässen ausdehnen. Dies bestätigt die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Lösung von Netzengpässen in ihrer Gesamtheit. Dabei zeigt sich zusätzlich, dass sich die Ausdehnung nicht nur auf das MS-Netz beschränkt, sondern sich auch auf die HS/MS-Umspannebene ausdehnt.

Im Allgemeinen erfolgt die Definition eines Engpasses auf Gemarkungsebene auf den zugrundeliegenden Netzberechnungsergebnissen. Hierbei wird bei Vorhandensein einer Überschreitung der zulässigen Betriebsmittelauslastung oder dem Erreichen der zulässigen Spannungsgrenzen die betroffene Gemarkung gekennzeichnet. In der MS/NS-Umspannebene sind auf Basis der bezugs- und erzeugungsseitigen Leistungsprognose ebenso die heutigen Umspannstationen bzw. NS-Netze mit nicht ausreichender Netzkapazität auf der Basis von Netzberechnungsergebnissen ermittelt worden, um Maßnahmen im Bedarfsfall und in entsprechendem Umfang umzusetzen. An dieser Stelle zeichnet sich ein Zubau von weiteren Umspannstationen ab. Dabei lassen sich erhöhte Aufwendungen zur Findung von Standorten erkennen, wobei eine zusätzliche Verkabelung in Ortsnetzen zu deutlichen höheren Umsetzungszeiten, höheren Kosten und verminderter Akzeptanz in der Bevölkerung führt.

Der resultierende Ausbaubedarf für MS-Leitungen, NS-Leitungen und Ortnetzstationen sowie die geschätzten Kosten sind für die einzelnen Prognosezeiträume in Tabelle 3 aufgelistet.

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen (MS)	670 km	133 Mio. €
	Leitungen (NS)	587 km	92 Mio. €
	Neubau und Ersatz ONS	576 Stück	58 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen (MS)	711 km	155 Mio. €
	Leitungen (NS)	639 km	110 Mio. €
	Neubau und Ersatz ONS	719 Stück	80 Mio. €
2034 bis 2045 (T+11 bis Zieljahr)	Leitungen (MS)	1390 km	357 Mio. €
	Leitungen (NS)	1298 km	264 Mio. €
	Neubau und Ersatz ONS	1461 Stück	192 Mio. €

Tabelle 3: Ausbaubedarf zur MS- und NS-seitigen Engpassvermeidung: aggregierte Mengen und Kosten

### 3.5 Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz

Es wird erwartet, dass bei den Prognosen für den NAP24 im Netzgebiet der TEN zum Jahr 2045 ein Netzausbau gleichermaßen auf die Lasten als auch auf den Zubau von EE-Anlagen zurückzuführen ist. Nur punktuell sind Maßnahmen rein last- oder erzeugungsgeprägt identifiziert worden. Gründe sind lokale Besonderheiten, beispielsweise eine überdurchschnittliche Häufung von Ladeinfrastruktur, oder erwartete Großlasten. Dies trifft beispielsweise für Autobahnraststätten sowie Depots für LKW und Elektrobusse zu, so wie für Bereiche mit großem Zuwachs an individueller Elektromobilität. Es wird erwartet, dass an diesen Örtlichkeiten eine größere Fahrzeugmenge mit hoher Gleichzeitigkeit und hohen Ladeleistungen (Schnellladesäulen) zusammenfällt. Je nach Sachlage können dafür HS-Netzanschlüsse notwendig werden, die auch einen Einfluss auf den Netzausbau haben können. Weiterhin werden in den kommenden Jahren eine Vielzahl an kundeneigenen EE-UWs errichtet, welche PV- oder Windenergie in das HS-Netz einspeisen. Um diese im HS-Netz anschließen zu können, wird der Netzschutz auf Leitungs-Differentialschutz umgerüstet. Es ist somit notwendig, dass in einigen Umspannwerken Umbaumaßnahmen in der Primärtechnik vorgenommen und bspw. Leistungsschalter nachgerüstet werden.

Die Maßnahmenliste nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 bis Nr. 5 und Satz 2 EnWG befinden sich in einer tabellarischen Auflistung im Anhang in Tabelle 9 im Anhang<sup>34</sup>. Es werden die laufenden Nummern der zurückliegenden Netzausbaupläne weiterverwendet. Abgeschlossene Maßnahmen vor dem NAP22 mit deren damaliger Nummerierung werden nicht mehr aufgelistet.

Die identifizierten Maßnahmen basieren im Rahmen dieses NAP auf Grundlage von Erfahrungen zu Kosten von aktuellen verfügbaren Lösungsmöglichkeiten und unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips (NetzOptimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau). Die hier identifizierten Maßnahmen sind als wahrscheinlich, aber nicht als gesetzt anzusehen. Jede einzelne der vielen identifizierten Maßnahmen beeinflusst, aufgrund der Vermaschung des HS-Netzes, eine andere Maßnahme. Es folgen detaillierte Betrachtungen im Hinblick auf technisch-wirtschaftliche Aspekte, welche in intensiven Arbeitsgesprächen mit vor- und nachgelagerten Netzbetreibern zu kommunizieren und zu iterieren sind.

### 3.5.1 Realisierte Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen aus dem NAP22

Im NAP22 werden eine Reihe von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen benannt. Einige der benannten Maßnahmen konnten seit dem letzten NAP realisiert werden. Die nachstehende Tabelle gibt einen zusammenfassenden Überblick zu jüngst umgesetzten Maßnahmen. Weiterhin wurden mehrere Umspannwerke ertüchtigt, was zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität von ca. 450 MVA geführt hat.

	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	Systemlänge in km	Trassenlänge in km	Systemlänge in km	Trassenlänge in km
TEN	-	-	192	96

Tabelle 4: Zusammenfassung der seit dem NAP22 bereits realisierten Leitungsbaumaßnahmen

### 3.5.2 Beschreibung der notwendigen Leitungsbaumaßnahmen

Bis zum Jahr 2045 müssen auf Basis der Prognosezahlen des NAP24 der TEN insgesamt ca. 380 km Trassen neu errichtet und 1.380 km Trasse verstärkt oder ersatzneugebaut werden. Eine Trasse besteht zumeist aus zwei Leitungssystemen, welche pro Mast geführt werden. Der ausgewiesene Netzausbau enthält auch Maßnahmen, die wegen Lastzuwachs notwendig sind.

Ergeben sich bei den Netzberechnungen Leitungsauslastungen mit einem Stromfluss von mehr als 1.700 A, was die Stromtragfähigkeit einer HS-Hochstromleitung mit einem Leiterquerschnitt von  $2 \times 385 \text{ mm}^2$  überschreitet, wird kein leistungsfähigeres einzelnes Leitersystem auf dieser Trasse angedacht, sondern eine gänzlich neue HS-Leitung. Hintergrund ist ein zu erwartender unzulässig hoher Spannungssprung beim Ausfall eines hoch ausgelasteten Leitungssystems. Hierzu hat die TEN Studien durchführen lassen, welche diesbezüglich sensibilisieren.

Die Maßnahmenliste in Tabelle 9 (s. Anhang 34) listet die notwendigen Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Leitungsnetz der TEN auf. Nachfolgend sind zusätzlich die kumulierten Trassenlängen dargestellt die baulich verändert werden und die sich ergebende Erhöhung der Übertragungskapazität der HöS/HS- sowie HS/MS-UW. Die jeweils dazugehörigen Kosten für die Baumaßnahmen sind ebenso tabellarisch aufgeführt.

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen	881 km	290 Mio. €
	Erhöhung der Übertragungskapazität in UW	3.960 MVA	312 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen	533 km	354 Mio. €
	Erhöhung der Übertragungskapazität in UW	4.811 MVA	263 Mio. €
2034 bis 2045 (T+11 bis Zieljahr)	Leitungen	345 km	206 Mio. €
	Erhöhung der Übertragungskapazität in UW	6.695 MVA	534 Mio. €

Tabelle 5: Aggregierte Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz

Folgend soll eine Auswahl der HS-Leitungsmaßnahmen beschrieben werden.

Bis zum Jahr 2030 soll die HöS-Leitung von Wolframshausen nach Vieselbach (Ltg. 367 und 368) durch einen Ersatzneubau auf größtenteils neuer Trasse von 220-kV auf 380-kV umgestellt

werden. Die durch 50Hertz rückzubauende 220-kV-Leitung führt gleichermaßen durch ein Windvorranggebiet, als auch einem Mittelspannungseingangsgebiet. Eine Nachnutzung dieser Leitung mit Hochspannung ist ideal, da diese mit minimalem Aufwand und innerhalb kürzester Zeit in Betrieb gehen kann.

### 3.5.3 Ausbaubedarf bei Netzverknüpfungspunkten zwischen Höchst- und Hochspannungsnetz

Im nachfolgenden Abschnitt sind die Netzausbaumaßnahmen gemäß den Grundsätzen Abschnitt 2 aufgeführt. Zu den durchgeführten Maßnahmen der Netzoptimierung werden keine quantitativen Angaben im NAP24 vorgenommen. Den Austausch zwischen HS-Netz und HöS-Netz über die Netzverknüpfungspunkte ist für den Einspeise- und Bezugsfall in der nachfolgenden Tabelle 6 dargestellt.

	TEN			
Zahlen in MW	aktuell	2028	2033	2045
max. Bezug	1.237 (Aug-2023)	3.340	5.060	6.800
max. Rückspeisung	1.110 (Jan-2023)	5.040	8.980*	13.050*

Tabelle 6: Austauschleistung mit dem Höchstspannungsnetz, aktuell und für die Prognosejahre, \*inklusive HöS-EE-UW

Die TEN berücksichtigt in diesem NAP zum Jahr 2045 eine installierte Erzeugungsleistung von ca. 26,6 GW, die wesentlich durch den Zubau Erneuerbarer Energie bestimmt wird. Insbesondere die installierte PV-Leistung dominiert zum Zieljahr Dies steht einer installierten Einspeiseleistung im Jahr 2023 von 4,1 GW gegenüber. Dafür müssen bis zum Jahr 2045 voraussichtlich 19 Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetzbetreiber neu errichtet bzw. vorhandene NVP erweitert werden. Synergien sollen an der Grenze von Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ) und TEN genutzt werden, in dem eine gemeinsame Schnittstelle zum ÜNB im Raum Eisenberg/Zeitz genutzt wird. Fünf der neuen NVP sind als reine HöS-EE-Rückspeisepunkte angedacht.

Der Tabelle 7 Tabelle 7 kann der aktuelle Planungsstand zu den notwendigen HöS/HS-Übergabeumspannwerken entnommen werden.



	Name	Erweiterung		Neubau	
		Realisiert	geplant	Realisiert	geplant
<b>Summe</b>			<b>6</b>		<b>13</b>
TEN Thüringer Energienetze	Ebenheim				x
	Eisenach		x		
	Großschwabhausen		x		
	Remptendorf		x		
	Vieselbach		x		
	Weida		x		
	Wolkramshausen		x		
	Suchraum Creuzburg				x
	Suchraum Eisenberg/Zeitz*				x
	Suchraum Großenehrich/Ebeleben				x
	Suchraum Olbersleben				x
	Suchraum Pahren				x
	Suchraum Römhild				x
	Suchraum Schalkau				x
	EE-UW mit HöS-Direktanschluss				5

Tabelle 7: Neu zu errichtende oder zu verstärkende HöS/HS-Netzverknüpfungspunkte

\* in gemeinsamer Nutzung von TEN und MITNETZ (Vorläufige Bezeichnung)

Die neuen HöS/HS-Übergabestellen sind für den Netzausbau der TEN von großer Bedeutung. Die mit *Suchraum* notierten Lokationen sind keineswegs konkret, sondern entsprechen rein technisch sinnvollen Annahmen. Durch das Regionalszenario wird ersichtlich, dass besonders im Nord- und Südthüringer Raum an den Ländergrenzen zu Bayern und Sachsen-Anhalt mit einem großen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen zu rechnen ist. Dieser Grenzbereich muss durch neue Netzverknüpfungspunkte erschlossen werden, um die Leistung der dezentralen Erzeugungsanlagen abführen zu können, aber auch um eine höhere Last in diesem Bereich decken zu können. Der Ausbau dieser Netzverknüpfungspunkte läuft eng verzahnt mit dem Übertragungsnetzbetreiber und den Behörden ab.

Folgend soll eine Auswahl der in Tabelle 7 aufgeführten Maßnahmen beschrieben werden.

Der perspektivische NVP Olbersleben ist zur Aufnahme von EE-Leistung in dessen näherer Umgebung, zur Stützung des Mittelspannungsnetzes als auch zur Entlastung des bereits aktuell sehr starken Knotens UW-Vieselbach notwendig. Der perspektivische NVP Suchraum Pahren ist ebenso als wirtschaftlich sinnvoll anzusehen, da dieser einer erhebliche Summe an EE-Leistung aus diesem Gebiet direkt aufnehmen wird, das dortige Mittelspannungsnetz stützt und den HS-Leitungsausbau zwischen HÖS-UW-Weida und -Remptendorf minimiert. Analoge Gründe gelten für den Suchraum Großenehrich/Ebeleben. Hier wird das HÖS-UW-Wolkramshausen, -Eisenach, -Ebenheim, und -Vieselbach entlastet sowie der Leitungsausbau zwischen diesen Punkten minimiert. Es werden fünf EE-UW mit HÖS-Direktanschluss vorgesehen, welche eine EE-Summenleistung von über 200 MW haben müssen, damit diese vom ÜNB berücksichtigt werden können. Die hier angeschlossenen und der somit nicht im HS-Netz zu berücksichtigenden Leistungsflüsse stellen eine nicht zu vernachlässigende Entlastung für HS-Leitungen dar.

Während die meisten Suchräume neuer HÖS/HS-NVP an bestehenden HÖS-Leitungen platziert werden stellt der Suchraum Römhild eine Besonderheit dar. Im südwestlichen Versorgungsgebiet der TEN befinden sich historisch bedingt keine AC-HÖS-Leitungen zwischen den ÜNB 50Hertz und Tennet TSO GmbH. Die jüngst geführte Debatte zwischen Thüringen und Bayern zur Maßnahme P540 wird als Anlass genommen, in Südwestthüringen an einer noch nicht geplanten Leitung ein neues HÖS/HS-UW vorzusehen. Die sich ergebende netzentlastende Wirkung auf ein großes HS-Netzgebiet stellen einen besonderen technisch-wirtschaftlichen Nutzen dar. Viele Leitungskilometer sind somit zwar als Engpass notiert, eine Ersatzneubaumaßnahme entfällt jedoch.

Eine Verzögerung dieser Übergabestellen ist ein mögliches Risiko für die Energiewende in Thüringen. Wenn die Übergabestellen nicht rechtzeitig errichtet werden können, führt dies zu einem stark erhöhten Ausbau im HS-Netz, um die Leistung über andere bestehende Übergabestellen abzuführen bzw. zu beziehen. Das kann zu deutlich höheren Kosten führen. Um das Klimaneutralitätsnetz 2045 für Thüringen möglichst effizient und ökonomisch aufzubauen, benötigt es demzufolge einer hohen Priorität dieser Projekte bei allen Beteiligten.

## 4 Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen

### 4.1 Frequenzunabhängige Systemdienstleistungen

Im Rahmen der Effizienzprüfung gemäß § 12h EnWG kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass eine marktgestützte Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ und „Schwarzstartfähigkeit“ wirtschaftlich effizient ist. Die VNB sollen jedoch mit Einleitung des Festlegungsverfahrens BK6-21-360 von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit ausgenommen werden. Darüber hinaus wird im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-23-072 die Dienstleistung zur Spannungsregelung nur unter dem Aspekt der Blindleistung betrachtet. Die Ermittlung des Bedarfs an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen sowie dessen geplante Deckung konzentriert sich daher auf die Blindleistung, wobei die marktlich zu beschaffende Blindleistung im Mittelpunkt steht.

Zur Ermittlung des Blindleistungsbedarf nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 6 EnWG wird zunächst der aktuelle Bedarf des TEN-Netzes analysiert. Darauf aufbauend erfolgt eine Abschätzung der zukünftigen Bedarfe. Folgende Aspekte werden dabei berücksichtigt:

- Zusätzliche Ladeleistung durch zusätzliche Leitungslängen im HS- und MS-Netz
- Zusätzlicher Blindleistungsbedarf durch neue HS/MS-Transformatoren
- Zusätzlicher Blindleistungsbedarf durch höhere Auslastung der Netzelemente
- Nachgelagerte Verteilnetzbetreiber sind zwar prinzipiell verpflichtet, ihren Blindleistungsbedarf ebenfalls selbst zu decken, werden dazu aber regelmäßig auf Anbieter außerhalb des eigenen Netzes zurückgreifen müssen. Im Rahmen des NAP wird deshalb keine Differenzierung vorgenommen.

Als Gesamtbedarf ergeben sich die in Tabelle 8 aufgeführten Werte.

Zahlen in Mvar	2023	2028	2033	2045
spannungserhöhender (kapazitiver) Blindleistungsbedarf	550	800	1100	1700
spannungssenkender (induktiver) Blindleistungsbedarf	200	400	600	1050

Tabelle 8: Ermittelter Blindleistungsbedarf für das TEN-Gesamtnetz

Zur Deckung des jeweils prognostizierten Blindleistungsbedarfs werden verschiedene Optionen in Abhängigkeit der Einspeisesituation betrachtet. Dabei wird angenommen, dass Erzeugungsanlagen Blindleistung entsprechend der in den TAR (VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120) vorgegebenen Blindleistungsstellbereiche unentgeltlich bereitstellen, die vom jeweiligen VNB bedarfsgerecht eingesetzt werden kann. Für die übrigbleibenden Bedarfe wird angenommen, dass diese teilweise durch die Errichtung eigener Blindleistungs-Kompensationsanlagen (VINK) und durch die Nutzung der Blindleistungspotenziale des Marktes (STATCOM-Betrieb von EE-Anlagen, Speichern, Umrichteranlagen, Phasenschieberbetrieb von PSW, HKW, ...) gedeckt werden.

## 4.2 Flexibilitätendiensteleistungen, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG versteht sich grundsätzlich als Dienstleister mit dem Ziel, dass die Netzkunden unbeeinflusst von möglichen Netzengpässen ihr Geschäftsmodell verfolgen können. Entstehende Netzengpässe sind daher immer als temporär zu betrachten. In diesem Sinne ist auch der Beschluss BK6-22-300 der Bundesnetzagentur vom 27. November 2023 zu verstehen: Bei erwartetem mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach §14a EnWG ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen zu prüfen und umzusetzen. Im Netzausbauplan sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen zugrunde gelegt.

Dessen ungeachtet finden derzeit im Rahmen der Umsetzung von §14a EnWG in verschiedenen Pilotortsnetzen Voruntersuchungen zur Nachfragesteuerung statt. Des Weiteren wird ein Stromspeicher am TEAG Campus als Pilotprojekt für netzdienliche Flexibilität genutzt.

## 5 Spitzenkappung

Verteilnetzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 2 EnWG (§ 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 7 EnWG) berechtigt, bei der Netzplanung ihr Netz so zu dimensionieren, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Onshore-Windkraftanlage oder PV-Anlage um bis zu drei Prozent reduziert werden darf. Generell lässt sich festhalten, dass bei der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten für Erzeugungsanlagen das planerische Potenzial von Spitzenkappung vernachlässigbar ist. Somit kommt aufgrund der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten für Erzeugungsanlagen die Spitzenkappung im Rahmen des NAP24 der TEN nicht zur Anwendung.

## 6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen der Energiewende wird die überwiegend zentrale, planbare Energieerzeugung durch wenige große Kraftwerke von einer dezentralen, dargebotsabhängigen Einspeisung regenerativer Energien in die Verteilnetze abgelöst. Aufgrund der Notwendigkeit der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bis hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045 kommt es zu einer verstärkten Elektrifizierung des Energieverbrauches. Dabei sind neue Lasten (z.B. Power-to-Heat-Anlagen, Elektromobilität) mit neuen Eigenschaften zu versorgen. Konventionelle Lasten verändern sich abhängig von der demographischen Entwicklung. Die Erzeugung von Strom aus Wind- und Solarenergie führt dazu, dass die Einspeisung in die Verteilnetze in zahlreichen Netzbereichen schon heute ein Vielfaches der Verbraucherlast beträgt. Zukünftig werden große Teile der Erzeugungsleistung im Verteilnetz angeschlossen werden, wodurch Rückspeisungen in die Übertragungsnetze in Dauer, Energiemenge und Leistung deutlich häufiger auftreten werden. Diese überschüssige Leistung wird beispielsweise in den Ballungs- oder Industrieräumen aufgrund wegfallender Kraftwerksleistungen und hinzukommender Anwendungen benötigt. Die Flächennetze werden damit zu Flächenkraftwerken, den Übertragungsnetzen kommt hierbei weiterhin eine verbindende Funktion zu.

Diese Herausforderungen betreffen vor allem die Verteilnetze. Für die VNB ergibt sich daraus eine wachsende Bedeutung für die Systemstabilität der Energieversorgung und führt zu neuen Anforderungen an den Netzbetrieb und Netzausbaubedarf.

Der aktuelle NAP24 blickt zum Zielnetz des Jahres 2045. Als wesentliche Eingangsdaten greift er auf die Prognosen der Erzeugungs- und Lastentwicklung aus dem Regionalszenario 2023 der Fraunhofer IEE zurück und ergänzt diese mit lokalen Analysen und Erfahrungen, insbesondere zur Regionalisierung erwarteter Großlasten innerhalb des Versorgungsgebietes.

Nach aktuellem Planungsstand müssen bis zum Jahr 2045 mindestens 13 Netzverknüpfungspunkte (ÜNB-VNB) neu errichtet und 6 Netzverknüpfungspunkte verstärkt werden. Dies unterstreicht die Bedeutung der Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber zum weiterhin stabilen Netz- und Systembetrieb. Die Netzverknüpfungspunkte bestimmen die Ausbaugeschwindigkeit, die

Netzstruktur und Netzlängen in den unterlagerten Netzebenen. Die Netzverknüpfungspunkte werden gemeinsam mit 50Hertz geplant.

Zusätzlich müssen bis zum Jahr 2045 im Hochspannungsnetz der TEN insgesamt 380 km Leitungstrassen neu errichtet und 1380 km Leitungstrassen verstärkt werden.

Nicht berücksichtigt werden konnten sich einstellende perspektivische HS-Transitleistungen zwischen HöS/HS-Umspannwerken und die sich stark intensivierende Kurzschlussstromproblematik. Die Wirkungen auf die Netzausbaumaßnahmen in Folge ausstehender Untersuchungen zu neuen Teilnetzfahrweisen im HS-Netz oder auch zum Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel gilt es zeitnah zu beurteilen.

Die schiere Anzahl der in diesem Netzausbauplan identifizierten Maßnahmen in allen Netzebenen fordert erhebliche Ressourcen an Material und Arbeitskraft. Sie müssen technisch und wirtschaftlich sinnvoll geordnet werden, da Sie nicht gleichzeitig umgesetzt werden können und die Versorgungsaufgabe immer einzuhalten ist. Neue Lösungen in der Zusammenarbeit aller Akteure müssen entwickelt werden, um die Versorgungszuverlässigkeit und Netz- sowie Systemstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten. Die Koordination der hohen und volatilen Erzeugungsleistung sowie die Nutzung von Flexibilitäten für die Systemstabilität erfordern einen intelligenten Netzbetrieb, der auf Schwankungen unmittelbar reagiert und vorausschauend agiert. Dafür ist ein stetiger Datenaustausch zwischen allen Beteiligten notwendig, der einen verlässlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmen und geeignete sichere Kommunikationsstrukturen benötigt.



## **7 Veröffentlichung und Stellungnahmen**

Netzkunden können auf [vnbdigital.de](https://vnbdigital.de) im Zeitraum vom 1. Mai bis zum 22. Mai 2024 zu diesem Netzausbauplan eine Stellungnahme einreichen. Der Netzbetreiber ist verpflichtet diese bis zum 14. Juni wiederum auf [vnbdigital.de](https://vnbdigital.de) zu veröffentlichen. Die TEN behält sich das Recht vor unsachliche sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen von der Veröffentlichung und Berücksichtigung im weiteren Prozess auszuschließen.

## 8 Literatur

- [1] Planungsregion Ost, „Regionalszenario 2023,“ Planungsregion ost, 2023.
- [2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „VNBdigital,“ [Online]. Available: [https://www.vnbdigital.de/vnb/730?filter=eyJvbmh5TmFwIjpmYWxzZSwidm9sdGFnZVR5cGVzljpbk5pZWRIcnNwYW5udW5nliwiTWI0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2I0aFJIZ2lbnMiOnRydWV9&term=.](https://www.vnbdigital.de/vnb/730?filter=eyJvbmh5TmFwIjpmYWxzZSwidm9sdGFnZVR5cGVzljpbk5pZWRIcnNwYW5udW5nliwiTWI0dGVsc3Bhbm51bmciXSwid2I0aFJIZ2lbnMiOnRydWV9&term=)
- [3] Bundesnetzagentur, 05 Januar 2024. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240105\\_EEGZubau.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240105_EEGZubau.html).
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2.Entwurf,“ [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/>. [Zugriff am 26 April 2024].
- [5] Planungsregion Ost, „Grundsätze der Netzausbauplanung der Planungsregion Ost,“ 2024.
- [6] Bundesminister der Justiz, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) - § 14d Planung und besondere Bedeutung des Verteilernetzausbaus; Festlegungskompetenz; Verordnungsermächtigung,“ [Online]. Available: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_14d.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14d.html). [Zugriff am 26 April 2024].
- [7] <https://www.thega.de/themen/nachhaltige-mobilitat/elektromobilitaet/>, „Elektromobilität in Thüringen,“ [Online]. Available: <https://www.thega.de/themen/nachhaltige-mobilitat/elektromobilitaet/>.
- [8] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4121 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze*, Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [9] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [10] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2018.
- [11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2018.
- [12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4100 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2019.

## 9 Anhang

### 9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: HS-Netzkarte der potenziellen Engpass-Regionen und Abhilfemaßnahmen der TEN.....	32
Abbildung 2: Darstellung der potenziellen Engpassregionen und Netzausbaumaßnahmen im MS-Netz .....	33

### 9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Prognostizierte installierte Leistung von strombasierten Anwendungen für Thüringen .....	6
Tabelle 2: Prognostizierte installierte Erzeugungsleistung für Thüringen.....	10
Tabelle 3: Ausbaubedarf zur MS- und NS-seitigen Engpassvermeidung: aggregierte Mengen und Kosten.....	17
Tabelle 4: Zusammenfassung der seit dem NAP22 bereits realisierten Leitungsbaumaßnahmen.....	18
Tabelle 5: Aggregierte Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz .....	19
Tabelle 6: Austauschleistung mit dem Höchstspannungsnetz, aktuell und für die Prognosejahre,.....	20
Tabelle 7: Neu zu errichtende oder zu verstärkende HöS/HS-Netzverknüpfungspunkte.....	21
Tabelle 8: Ermittelter Blindleistungsbedarf für das TEN-Gesamtnetz .....	24
Tabelle 9: Maßnahmenliste .....	34

**Netzkarte des 110-kV-Hochspannungsnetzes der TEN  
Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG**

Darstellung der potentiellen Engpass-Regionen und Abhilfemaßnahmen  
im HS-Netz der TEN gemäß Auflistung im Netzausbaubericht  
des Jahres 2024 zum Jahr 2045

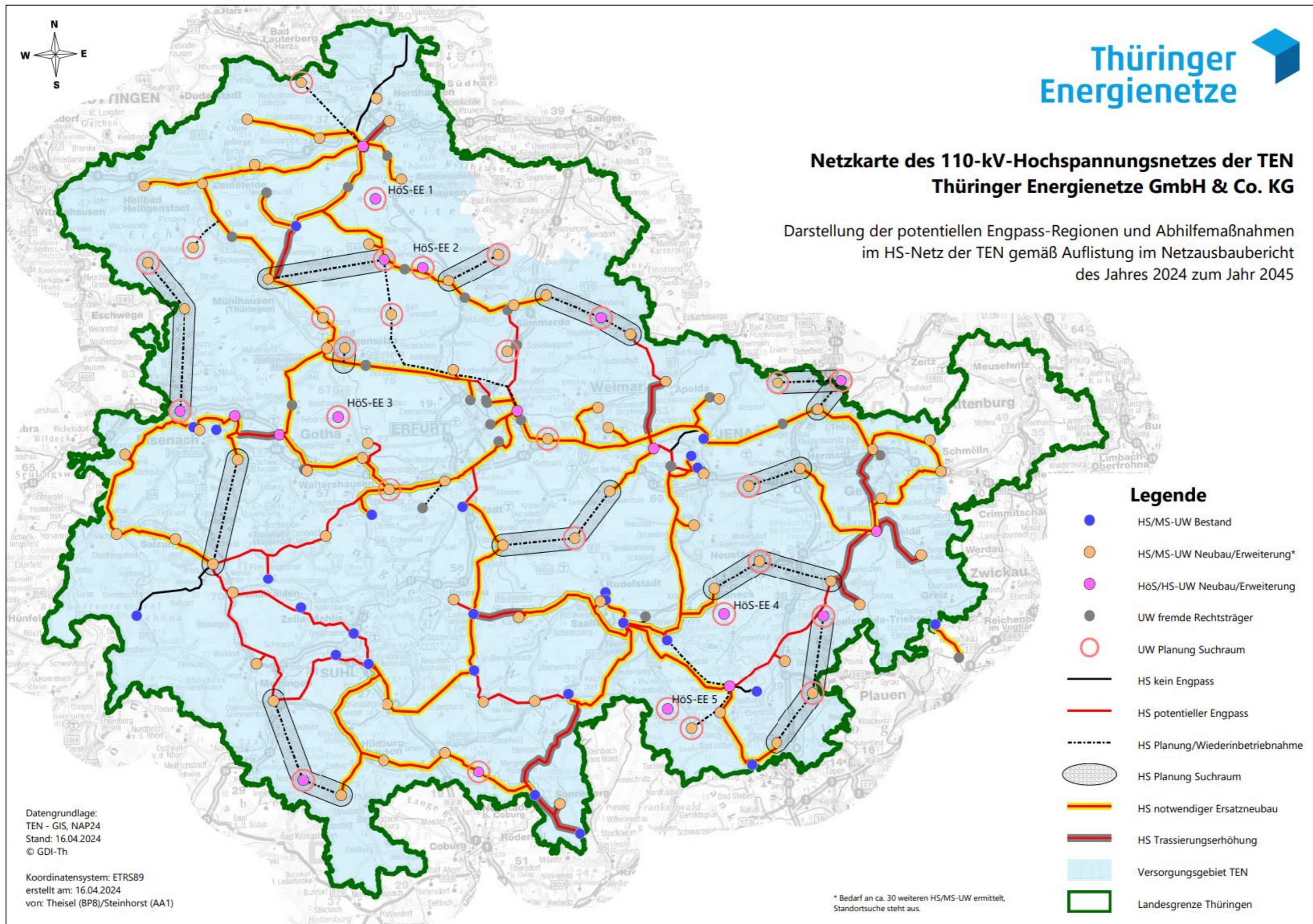


Abbildung 1: HS-Netzkarte der potentiellen Engpass-Regionen und Abhilfemaßnahmen der TEN

### Netzkarte (schematisch) des Mittelspannungsnetzes der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Darstellung der potentiellen Engpassregionen und  
Netzausbaumaßnahmen im MS-Netz

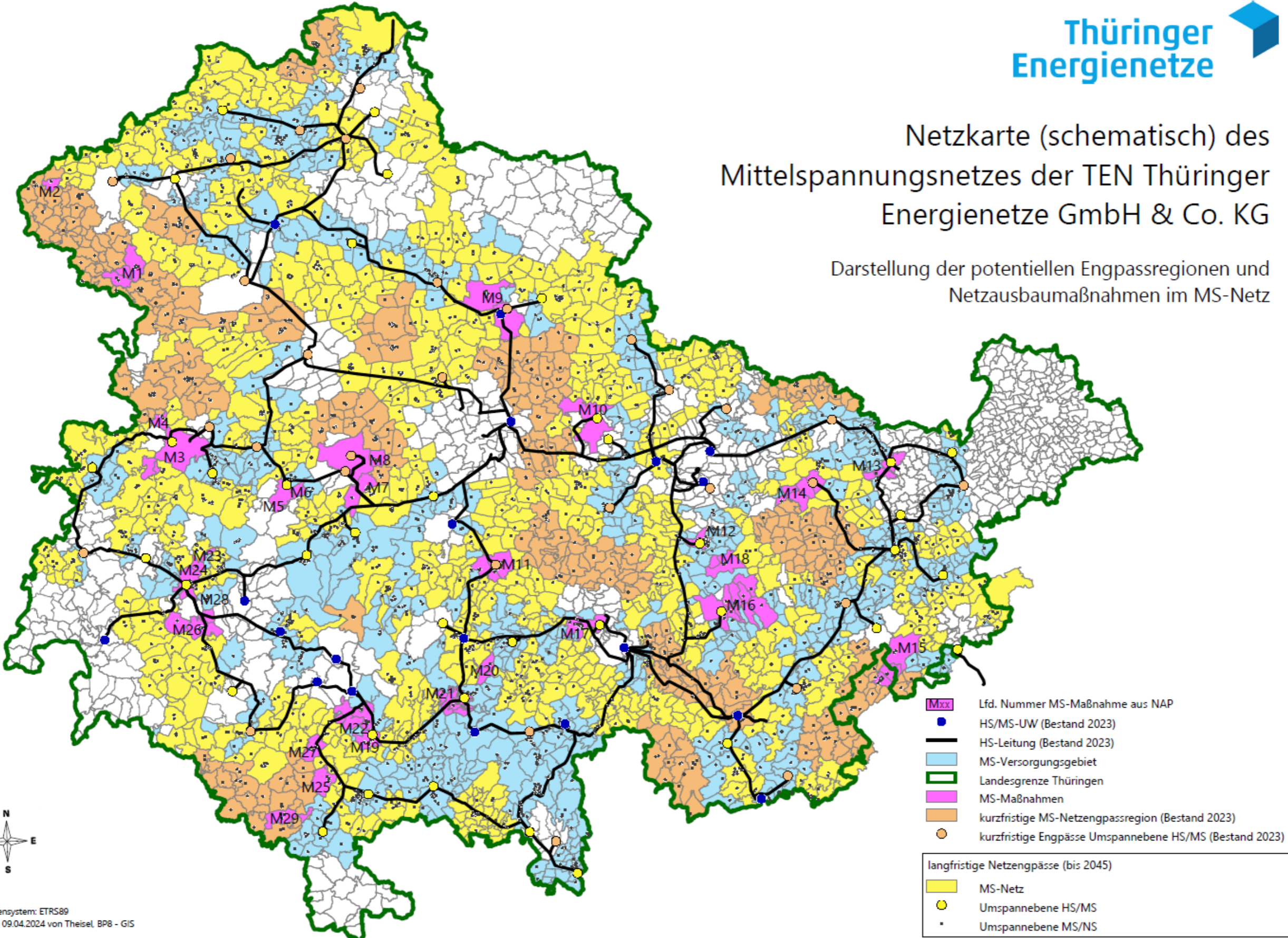


Abbildung 2: Darstellung der potentiellen Engpassregionen und Netzausbaumaßnahmen im MS-Netz

Tabelle 9: Maßnahmenliste

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
17	Umspannwerk Gotha Gleichenstraße	Rekonstruktion des Umspannwerkes	+130	06/2025	12/2027	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	
22	110-kV-Leitung Bad Langensalza - Ebenheim	Verstärkung der 110-kV-Freileitung von Bad Langensalza nach Ebenheim	+480	10/2025	06/2028	16.100 T€	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
23	110-kV-Leitung Weida - Gera/Oberröppisch	Verstärkung der 110-kV-Gera/Langenberg -Beerwalde - Gera/Oberröppisch (60°-Trassierung)	+100	01/2021	12/2022	390 T€	abgeschlossen	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
48	UW Saalfeld	Rekonstruktion 110-kV- SFS	-	01/2018	12/2022	2.635 T€	abgeschlossen	nicht relevant
49	UW Grimmenthal	Rekonstruktion 110-kV/ KEAG-FLG	-	01/2024	12/2024	850 T€	abgeschlossen	nicht relevant
55	110-kV-Leitung Weida - Gera/Langenberg	Verstärkung der 110-kV-Leitung Weida - Gera/Langenberg (60°-Trassierung)	+120	01/2022	12/2022	360 T€	abgeschlossen	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
56	110-kV-Leitung Wolframshausen - Leinefelde	Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolframshausen - Leinefelde (60°-Trassierung)	+120	01/2025	12/2025	200 T€	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
57	380/110-kV-Umspannwerk Ebenheim	Errichtung des 380/110-kV-Umspannwerk Ebenheim	+400	03/2027	09/2029	30.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
58	110-kV-Leitung Wolframshausen - Menteroda	Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolframshausen - Menteroda (60°-Trassierung)	+220	01/2025	12/2025	640 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung der 110-kV-Leitung Ebeleben-Menteroda
59	110-kV-Leitung Großschwabhausen - Vieselbach	Verstärkung der 110-kV-Leitung Großschwabhausen - Vieselbach	+60	01/2023	12/2024	550 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
61	380/110-kV-Umspannwerk Großschwabhausen	Erweiterung des 380/110-kV-Umspannwerk Großschwabhausen	+200	08/2029	08/2030	1.300 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
62	110-kV-Leitung Bad Langensalza - Mühlhausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Bad Langensalza - Mühlhausen (60°-Trassierung)	+120	01/2024	12/2024	800 T€	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
63	110-kV-Leitung Gera/Langenberg - Beerwalde - Gera/Oberröppisch	Verstärkung der 110-kV-Gera/Langenberg -Beerwalde - Gera/Oberröppisch (60°-Trassierung)	+120	01/2022	12/2022	2.300 T€	abgeschlossen	Neubau von Teilstücken der 110-kV-Leitung Gera/Langenberg - Beerwalde
65	UW Wolkramshausen	Rekonstruktion 110-kV/ Redundanz	+260	05/2024	03/2028	30.000 T€	konkrete Planung	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
67	UW Eisfeld	Rekonstruktion 110-kV/ KEAG-FLG	-	01/2020	12/2022	850 T€	abgeschlossen	nicht relevant
84	110-kV-Leitung Mühlhausen - Leinefelde	Verstärkung der 110-kV-Leitung Mühlhausen - Leinefelde (60°C-Trassierung)	+80	01/2025	12/2025	560 T€	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
85	110-kV-Leitung Wolkramshausen - Bischofferode	Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolkramshausen - Bischofferode	+150	01/2025	12/2027	15.316 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
86	110-kV-Leitung Hohenwarte - Saalfeld	Verstärkung der 110-kV-Leitung Hohenwarte - Saalfeld (80°C-Trassierung)	+80	01/2022	12/2023	550 T€	abgeschlossen	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
87	110-kV-Leitung Suhl - Hildburghausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Suhl - Hildburghausen (60°C-Trassierung)	+80	01/2025	12/2027	900 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
88	110-kV-Leitung Hildburghausen - Eisfeld - Mürschnitz	Verstärkung der 110-kV-Leitung Hildburghausen - Eisfeld - Mürschnitz (60°C-Trassierung)	+80	01/2025	12/2027	1.260 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
89	110-kV-Leitung Mürschnitz - Taubenbach	Verstärkung der 110-kV-Leitung Mürschnitz - Taubenbach (80°C-Trassierung)	+100	01/2025	12/2025	3.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
90	380/110-kV-Umspannwerk Eisenberg/Zeitz	Errichtung des 380/110-kV-Umspannwerkes Eisenberg/Zeitz	+400	08/2029	08/2033	30.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
91	110-kV-Anschlussleitung zum HöS/HS-UW Eisenberg/Zeitz	Errichtung 110-kV-Leitung von Eisenberg zum HöS/HS-UW Eisenberg/Zeitz	+600	08/2029	08/2033	3.750 T€	vorgesehene Maßnahme	110-kV-Leitungsneubau Großschwabhausen - Weida
92	110-kV-Anschlussleitung zum HS/MS-UW Wachsenburg	Errichtung 110-kV-Leitung von Thörey zum UW Wachsenburg	+120	01/2025	12/2025	2.600 T€	konkrete Planung	nicht relevant
96	UW Ilmenau	Trafo-Leistungserhöhung inkl. MS-Schaltanlage	+46	01/2021	06/2024	4.100 T€	abgeschlossen	
97	UW Altenfeld	Transformatorentausch (Leistungserhöhung)	+30	01/2020	12/2022	500 T€	abgeschlossen	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
99	UW Thörey	110-kV-Schaltanlage	+100	04/2021	12/2022	4.000 T€	abgeschlossen	nicht relevant
100	UW Wachsenburg	Neubau eines Umspannwerks	+100	01/2022	12/2023	6.000 T€	abgeschlossen	nicht relevant
103	380/220/110-kV-Umspannwerk Weida	Umbau des 380/220/110-kV-Umspannwerks Weida	+200	04/2024	12/2027	17.400 T€	im Bau	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
104	UW Küllstedt	Errichtung der 110-kV-Schaltanlage	+80	01/2025	05/2027	12.000 T€	konkrete Planung	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
105	220/110-kV-Umspannwerk Wolframshausen	Umbau des 220/110-kV-Umspannwerks Wolframshausen	+260	05/2025	03/2029	30.000 T€	konkrete Planung	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
106	UW Jena-Süd	Kurzschlussfestmachung und Erweiterung für Anschluss HKW	+70	01/2019	12/2022	8.000 T€	abgeschlossen	nicht relevant
107	110-kV-Leitung Großschwabhausen - Apolda	Verstärkung der 110-kV-Leitung Großschwabhausen - Apolda (80°-Trassierung)	+76	01/2028	12/2028	1.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
108	110-kV-Leitung Leinefelde - Heiligenstadt	Verstärkung der 110-kV-Leitung Leinefelde - Heiligenstadt (60°C-Trassierung)	+37	01/2024	12/2024	50 T€	im Bau	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
109	110-kV-Leitung Eisenach - Eisenach West	Verstärkung der 110-kV-Leitung Eisenach - Eisenach West	+110	01/2028	12/2028	300 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)



lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
110	110-kV-Leitung Altenfeld - Suhl	Verstärkung der 110-kV-Leitung von Altenfeld nach Suhl	+120	01/2031	12/2031	18.790 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
111	110-kV-Leitung Vieselbach - Bad Langensalza	Verstärkung der 110-kV-Leitung von Vieselbach - Langensalza	+210	01/2030	12/2030	30.700 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
112	380/110-kV-Umspannwerk bei Großenehrich	Errichtung des 380/110-kV-Umspannwerkes	+700	04/2029	05/2033	30.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
113	380/110-kV-Umspannwerk bei Schalkau	Errichtung des 380/110-kV-Umspannwerkes	+700	01/2031	12/2034	25.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
114	380/110-kV-Umspannwerk zwischen UW-Auma und UW-Schleiz	Errichtung des 380/110-kV-Umspannwerkes	+700	01/2030	01/2034	25.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
115	UW Niederschmalkalden	Neubau eines Umspannwerkes	+126	01/2024	04/2026	12.000 T€	im Bau	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
116	noch nicht benannte Vorhaben: zusätzliche HS/MS-UW; zusätzliche HS/MS-Trafos, UW-Erweiterungen	Neubau eines Umspannwerkes		01/2025	12/2045	310.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
117	noch nicht benannte Vorhaben: zusätzliche HS/MS-Trafos, UW-Erweiterungen	Ausbau eines Umspannwerkes		01/2025	12/2045	50.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
20aa	110-kV-Anschlussleitung UW Küllstedt	Errichtung einer 110-kV-Freileitung von FL Mn-Lf nach Küllstedt	+120	01/2026	12/2026	3.000 T€	konkrete Planung	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
21a	110-kV-Leitung Vieselbach - Sömmerda und Schaltknoten Sömmerda	Verstärkung der 110-kV-Freileitung von Vieselbach nach Sömmerda inkl. Neubau eines Schaltknotens	+480	09/2019	12/2023	19.500 T€	abgeschlossen	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
28aaa	Umspannwerk Küllstedt	Neubau eines Umspannwerks	+80	01/2025	05/2027	5.000 T€	konkrete Planung	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
33aa	Umspannwerk Greußen	Errichtung Wind-UW	+63	01/2025	05/2027	1.700 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
41aa	Umspannwerk Leinefelde	Rekonstruktion Umspannwerk	+65	05/2025	12/2028	10.600 T€	konkrete Planung	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
43a	Umspannwerk Remptendorf	Ertüchtigung 110-kV-Schaltanlage	+120	01/2019	12/2022	5.750 T€	abgeschlossen	nicht relevant
45a	UW Jena-Hardenbergweg	Rekonstruktion Umspannwerk	+40	01/2019	11/2022	7.750 T€	abgeschlossen	nicht relevant
4a	Erhöhung Standsicherheit 110-kV-Freileitungsmasten infolge geänderter Wind- und Eislasten (Maßnahmenpaket 1 von 5)	Neubau bzw. Ertüchtigung von 110-kV- Freileitungsmasten BK4-12-263 (genehmigt)	-	01/2014	12/2022	22.632 T€	abgeschlossen	nicht relevant
4b	Erhöhung Standsicherheit 110-kV-Freileitungsmasten infolge geänderter Wind- und Eislasten (Maßnahmenpaket 2 von 5)	Neubau bzw. Ertüchtigung von 110-kV- Freileitungsmasten	-	01/2023	12/2030	21.060 T€	im Bau	nicht relevant
50a	UW Remptendorf	Rekonstruktion 110-kV/Redundanz	-	05/2021	12/2024	1.300 T€	im Bau	nicht relevant
51a	UW Weida	Rekonstruktion 110-kV/Redundanz	-	01/2023	12/2025	1.605 T€	im Bau	nicht relevant
75a	UW Jena-Süd	Erweiterung für Anschluss HKW	+70	05/2020	12/2024	1.300 T€	im Bau	nicht relevant
118	Doppeleinschleifung UW Erfurt Ost und UW Erfurt Iderhoff	Umbau im Umspannwerk Vieselbach	+200	12/2028	12/2029	800 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
119	110-kV-Leitung Vieselbach-Erfurt/Hochstedt-Weimar/Nord-Weimar/Süd-Großschwabhausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Vieselbach-Erfurt/Hochstedt-Weimar/Süd-Weimar-Nord	+54	12/2028	12/2032	18.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
120	110-kV-Leitung Walschleben-Gispersleben-Langensalza	Verstärkung der 110-kV-Leitung Gispersleben-Langensalza	+57	01/2030	12/2030	18.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
121	Umspannwerk im Suchraum Olbersleben	Neubau des HöS/HS/MS UW im Suchraum Olbersleben	+400	01/2036	12/2040	25.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung der Umspannwerke Vieselbach und Wolframshausen 110-kV-Leitungsbau Sömmerda-Vieselbach
122	110-kV-Leitung Kölleda-Olbersleben	Neubau der 110-kV-Leitung Kölleda-Olbersleben	+120	01/2035	12/2040	8.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung Umspannwerk Vieselbach und 110-kV-Leitungsbau Sömmerda-Vieselbach
123	Umspannwerk Kölleda	Anreihung von 2 zusätzlichen Leitungsfeldern	+120	04/2039	10/2040	3.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Alternativlos
124	110-kV-Leitung Olbersleben-Buttstädt	Neubau der 110-kV-Leitung Kölleda-Olbersleben	+120	01/2035	12/2040	4.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung Umspannwerk Vieselbach und 110-kV-Leitungsbau Sömmerda-Vieselbach
125	Umspannwerk im Suchraum Kottendorf	Neubau des HS/MS UW im Suchraum Kottendorf	+130	06/2033	12/2035	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
126	Umspannwerk Blankenhain	Anreihung von 2 zusätzlichen Leitungsfeldern	+120	01/2034	01/2035	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Alternativlos
127	110-kV-Leitung Blankenhain-Kottendorf	Neubau der 110-kV-Leitung Blankenhain-Kottendorf	+120	01/2033	12/2035	8.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
128	110-kV-Leitung Kottendorf-Stadtilm	Neubau der 110-kV-Leitung Haufeld-Stadtilm	+120	01/2042	12/2044	8.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
129	110-kV-Leitung Großschwabhausen-Blankenhain	Auflegen von Hochtemperaturseilen	+120	01/2043	12/2044	1.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
130	110-kV-Leitung Wolframshausen-Sondershausen-Wolframshausen/Süd	Auflegen von Hochtemperaturseilen	+120	01/2043	12/2044	1.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
131	110-kV-Leitung Wolframshausen-Neuhof	Wiederinbetriebnahme bis Klettenberg/Hohenstein und Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolframshausen-Neuhof (Höhertrassierung)	+110	01/2027	12/2028	2.200 T€	vorgesehene Maßnahme	wirtschaftlich und zeitlich alternativlos
132	110-kV-Leitung Wolframshausen-Nordhausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolframshausen-Nordhausen (Höhertrassierung 80°)	+30	01/2043	12/2044	800 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
133	110-kV-Leitung Wolframshausen-Bleicherode-Bischofferode	Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolframshausen-Bleicherode-Bischofferode	+200	01/2029	12/2031	17.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
134	110-kV-Leitung Wolframshausen-Bernterode	Verstärkung der 110-kV-Leitung Wolframshausen-Bernterode	+200	01/2026	12/2028	16.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
135	110-kV-Leitung Bernterode-Leinefelde	Verstärkung der 110-kV-Leitung Bernterode-Leinefelde	+200	01/2031	12/2033	8.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
136	110-kV-UW Bernterode	Ersatzneubau	+180	11/2025	03/2028	17.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
137	110-kV-Leitung Doppelschleifung Bernterode	Neubau der 110-kV-Leitung Einschleifung Bernterode	+200	01/2027	12/2028	1.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich)
138	110-kV-Leitung Greußen-Kindelbrück	Neubau der 110-kV-Leitung Greußen-Kindelbrück	+162	10/2036	10/2038	6.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
139	110-kV-Leitung Leinefelde-Heiligenstadt	Verstärkung der 110-kV-Leitung Leinefelde-Heiligenstadt	+174	01/2033	12/2034	5.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
140	110-kV-Leitung Menteroda-Deuna	Verstärkung der 110-kV-Leitung Menteroda-Deuna (Höhertrassierung)	+60	01/2032	12/2033	5.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
141	110-kV-Leitung Menteroda-Mühlhausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Menteroda-Mühlhausen (Höhertrassierung 80°)	+82	01/2027	12/2028	1.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
142	110-kV-Leitung Bad Langensalza - Mühlhausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Bad Langensalza - Mühlhausen	+237	01/2029	12/2031	14.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
143	110-kV-Leitung Mühlhausen-Breitenbich-Küllstedt-Leinefelde	Verstärkung der 110-kV-Leitung Mühlhausen-Breitenbich-Küllstedt	+294	01/2033	12/2035	18.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
144	110-kV-Leitung Wolframshausen-Menteroda-Großenehrich-Großenehrich Wind-Greußen	Auflegen von Hochtemperaturseilen und Doppeleinschleifung des Netzverknüpfungspunkt Großenehrich in die bestehende Leitungen	+109	01/2027	12/2031	9.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
145	110-kV-Leitung Ebeleben-Großenehrich	Neubau (Verlängerung) der 110 kV Einschleifung Ebeleben bis Großenehrich	+120	01/2032	12/2033	5.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich)
146	110-kV-Leitung Greußen-Schilfa-Sömmerda	Auflegen von Hochtemperaturseilen	+120	01/2027	12/2031	2.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
147	110-kV-Leitung Großenehrich-Mühlhausen	Neubau der 110-kV-Leitung Großenehrich-Mühlhausen	+325	01/2041	12/2044	17.300 T€	vorgesehene Maßnahme	Großflächiger Ersatzneubau bestehender HS-Leitungen

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
148	110-kV-Leitung Großenehrich-Bad Tennstedt-Dachwig-Vieselbach	Nachnutzung der 220-kV-Leitung Großenehrich-Bad Tennstedt-Dachwig-Vieselbach	+162	01/2028	12/2031	6.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
149	110-kV-Leitung Doppelschleifung Langensalza/Süd	Neubau der 110-kV-Leitung Einschleifung Langensalza/Süd	+325	01/2027	12/2028	2.300 T€	vorgesehene Maßnahme	
150	110-kV-Leitung Großschwabhausen-Zimmern-Dornburg-Rauschwitz-Eisenberg	Auflegen von Hochtemperaturseilen	+120	01/2030	12/2032	5.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
151	110-kV-Leitung Eisenberg-Gera Langenberg	Verstärkung der 110-kV-Leitung Eisenberg-Gera Langenberg	+42	01/2030	12/2032	7.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
152	UW im Suchraum Langenbuch/Mühltruff	Neubau des HS/MS UW im Suchraum Langenbuch/Mühltruff	+130	06/2031	01/2034	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
153	110-kV-Leitung Pahren-Langenbuch/Mühltruff	Neubau der 110-kV-Leitung Pahren-Langenbuch/Mühltruff	+325	12/2030	11/2034	13.500 T€	vorgesehene Maßnahme	
154	Umspannwerk Frössen	Anreihung von 2 zusätzlichen Leitungsfeldern	+160	10/2033	10/2034	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau UW Blankenstein
155	110-kV-Leitung Langenbuch-Frössen	Neubau der 110-kV-Leitung Langenbuch-Frössen	+162	01/2031	12/2034	11.400 T€	vorgesehene Maßnahme	
156	110-kV-Leitung Pahren-Schleiz-Zeulenroda-Auma-Weida	Verstärkung der 110-kV-Einschleifung Zeulenroda/Weida (Höhertrassierung 80°)	+32	01/2043	12/2044	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
157	110-kV-Leitung (Pölsneck)-Jena/Hardenbergweg-Jena/Süd	Verstärkung der 110-kV-Einschleifung Jena/Süd/Hardenbergweg Hauptleitung Nachrüstung Hochtemperaturseil	+135	12/2030	11/2033	13.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
158	110-kV-Leitung Pahren-Schleiz-Zeulenroda-Auma-Weida	Doppelschleifung des Netzverknüpfungspunkt Pahren in die bestehende Leitungen	+204	11/2033	11/2034	650 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
159	110-kV-Leitung Remptendorf-Saalfeld	Verstärkung der 110-kV-Leitung Remptendorf-Saalfeld	+163	01/2037	12/2040	19.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
160	110-kV-Leitung Weida-Hermsdorf	Verstärkung der 110-kV-Leitung Weida-Hermsdorf	+237	01/2029	12/2032	16.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
161	110-kV-Leitung Remptendorf-Friesau-Blankenstein-Frössen	Auflegen von Hochtemperaturseilen teilweise Leitungsersatzneubau	+141	01/2034	12/2035	8.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
162	110-kV-Leitung Saalfeld-Schwarza-Königsee	Verstärkung der 110-kV-Leitung Saalfeld-Schwarza-Königsee	+174	01/2041	12/2044	15.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
163	110-kV-Leitung Königsee-Langewiesen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Königsee-Langewiesen	+90	01/2041	12/2044	5.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
164	110-kV-Leitung Saalfeld-Kahla (Einschleifung Hohenwarte)	Verstärkung der 110-kV-Leitung Saalfeld-Hohenwarte	+84	01/2043	12/2044	4.300 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
165	Umspannwerk im Suchraum Stadtroda	Neubau des HS/MS UW im Suchraum Stadtroda	+130	10/2030	04/2033	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
166	Umspannwerk Hermsdorf	Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage um 2 weitere Leitungsfelder	+130	11/2031	11/2032	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
167	110-kV-Leitung Hermsdorf-Stadtroda	Neubau der 110-kV-Leitung Hermsdorf-Stadtroda	+120	01/2031	12/2032	7.000 T€	vorgesehene Maßnahme	
168	Umspannwerk im Suchraum Neustadt an der Orla	Neubau des HS/MS UW im Suchraum Neustadt an der Orla	+130	04/2042	10/2044	10.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
169	110-kV-Leitung Auma-Neustadt an der Orla	Neubau der 110-kV-Leitung Auma-Neustadt an der Orla	+120	06/2036	06/2039	9.800 T€	vorgesehene Maßnahme	
170	Umspannwerk Pößneck	Rekonstruktion des UW Pößneck	+130	04/2042	10/2044	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
171	110-kV-Leitung Neustadt an der Orla-Pößneck	Neubau der 110-kV-Leitung Neustadt an der Orla-Pößneck	+120	01/2042	12/2044	8.700 T€	vorgesehene Maßnahme	
172	110-kV-Leitung Saalfeld-Schwarza Papierfabrik-Rudolstadt	Verstärkung der 110-kV-Leitung Saalfeld-Schwarza Papierfabrik-Rudolstadt	+75	01/2034	12/2035	1.300 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
173	110-kV-Leitung Gera Langenberg-Bethenhausen-Beerwalde	Verstärkung der 110-kV-Leitung Gera Langenberg-Bethenhausen-Beerwalde	+51	01/2027	12/2029	8.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
174	110-kV-Leitung Weida-Gera Oberröppich	Auflegen von Hochtemperaturseilen Einschleifung GOr	+120	01/2026	12/2027	200 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
175	110-kV-Leitung Gera/Oberröppisch-Beerwalde	Auflegen von Hochtemperaturseilen	+25	12/3031	12/2032	900 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
176	110-kV-Leitung Weida-Berga	Verstärkung der 110-kV-Leitung Weida-Berga (Höhertrassierung 80°)	+32	01/2032	12/2033	1.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
177	110-kV-UW Auma	Ersatzneubau	+130	04/2031	10/2033	10.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
178	110-kV-Leitung Weida-Auma-Zeulrenroda	Verstärkung der 110-kV-Leitung Weida-Auma-Zeulrenroda (Höhertrassierung 80°)	+29	01/2032	12/2033	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
179	Umspannwerk im Suchraum Schkölen/Hainichen	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+130	10/2036	03/2039	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
180	110-kV-Leitung Eisenberg/Zeitz-Schkölen	Neubau der 110-kV-Leitung Eisenberg/Zeitz-Schkölen	+162	01/2031	12/2033	8.100 T€	vorgesehene Maßnahme	



lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
181	110-kV-Leitung Remptendorf-Wurzbach	Wiederinbetriebnahme bis Wurzbach	+162	01/2032	12/2033	3.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
182	110-kV-Leitung Remptendorf-Hohenwarte	Wiederinbetriebnahme bis Hohenwarte	+120	01/2042	12/2044	8.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
183	110-kV-Leitung Jena/Süd-Jena/Göschwitz	Verstärkung der 110-kV-Leitung Jena/Süd-Jena/Göschwitz (Höhertrassierung 80°)	+60	01/2043	12/2044	200 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
184	110-kV-Leitung Saalfeld-Taubenbach	Neubau der 110-kV-Leitung Saalfeld-Taubenbach	+73	01/2041	12/2044	12.900 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
185	110-kV-Leitung Herlasgrün-Greiz	Verstärkung der 110-kV-Leitung Herlasgrün-Greiz	+93	01/2041	12/2042	4.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
186	110-kV-Leitung Eisenach/West-Eisenach/Automobilwerk-Herda	Auflegen von Hochtemperaturseilen teilweise Leitungsersatzneubau	+120	01/2030	12/2033	2.800 T€	vorgesehene Maßnahme	gesamter Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
187	110-kV-Leitung Herda-Martinroda	Verstärkung der 110-kV-Leitung Herda-Martinroda	+204	01/2031	12/2033	13.100 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiterseil (nicht ausreichend)
188	110-kV-Leitung Martinroda-Bad Salungen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Martinroda-Bad Salungen	+231	01/2039	12/2040	8.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiterseil (nicht ausreichend)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
189	110-kV-Leitung Bad Salzungen-Breitungen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Bad Salzungen-Breitungen	+228	01/2041	12/2042	6.500 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiterseil (nicht ausreichend)
190	110-kV-Leitung Eisenach-Eisenach/West	Verstärkung der 110-kV-Leitung Eisenach-Eisenach/West	+231	01/2031	12/2033	7.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiterseil (nicht ausreichend)
191	Umspannwerk Breitungen	Anreihung von 2 zusätzlichen Leitungsfeldern	+250	10/2038	10/2039	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
192	Umspannwerk Farnroda	Anreihung von 2 zusätzlichen Leitungsfeldern	+250	08/2038	08/2039	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
193	110-kV-Leitung Farnroda-Breitungen	Neubau der 110-kV-Leitung Farnroda-Breitungen	+250	01/2038	12/2039	36.800 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung Eisenach Auto-Herda - Martinroda - Bad- Salzungen - Breitungen mit 4 Systemen (Netzführungstechnisch nicht möglich)
194	Umspannwerk Creuzburg	Neubau des HöS/HS UW für eine reine EE-Leitung im Suchraum Creuzburg	+320	01/2033	01/2037	15.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung HöS/HS-UW Eisenach 110-kV-Leitungsneubau Mühlhausen - Bad Langensalza - Eisenach
195	Umspannwerk Schimberg	Neubau des HS/MS UW für eine reine EE-Leitung im Suchraum Schimberg	+130	06/2034	12/2036	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung HöS/HS-UW Eisenach 110-kV-Leitungsneubau Mühlhausen - Bad Langensalza - Eisenach

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
196	110-kV-Leitung Creuzburg-Schimberg	Neubau der 110-kV-Leitung Creuzburg-Schimberg	+325	01/2041	12/2043	67.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung HöS/HS-UW Eisenach 110-kV-Leitungsneubau Mühlhausen - Bad Langensalza - Eisenach
197	110-kV-Leitung Arnstadt-Stadtilm-Langewiesen	Auflegen von Hochtemperaturseilen	+120	01/2034	12/2035	4.100 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
198	Umspannwerk Waltershausen	Erweiterung des UW Waltershausen um 2 weitere Leitungsfelder	+120	11/2031	11/2032	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
199	110-kV-Leitung Ebenheim-Waltershausen-Gotha	Verstärkung der 110-kV-Leitung Ebenheim-Waltershausen	+204	01/2030	12/2032	14.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiterseil (nicht ausreichend)
200	110-kV-Leitung Eisenach-Farnroda	Verstärkung der 110-kV-Leitung Eisenach-Farnroda	+255	01/2038	12/2039	6.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiterseil (nicht ausreichend)
201	110-kV-Leitung Eisenach-Ebenheim	Verstärkung der 110-kV-Leitung Eisenach-Ebenheim (Höhertrassierung 80°)	+31	12/2029	12/2030	1.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
202	Schaltknoten Mühlberg	Neubau eines 110-kV-Schaltknoten in Mühlberg	+160	10/2035	12/2038	15.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
203	110-kV-Leitung Mühlberg-Ohrdruf	Neubau der 110-kV-Leitung Mühlberg-Ohrdruf	+161	01/2037	12/2038	3.100 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Doppeleinschleifung Ohrdruf (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
204	110-kV-Leitung Thörey-Mühlberg	Verstärkung der 110-kV-Leitung Thörey-Gotha-Mühlberg	+81	01/2037	12/2038	5.700 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
205	110-kV-Leitung Mühlberg-Gotha	Verstärkung der 110-kV-Leitung Mühlberg-Gotha (Höhertrassierung 80°)	+93	01/2037	12/2038	1.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
206	110-kV-Leitung Gotha-Gotha/Gleichenstraße	Verstärkung der 110-kV-Leitung Gotha-Gotha/Gleichenstraße (Höhertrassierung 60°)	+20	01/2037	12/2038	900 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
207	110-kV-Leitung Mürschnitz-Eisfeld-Hildburghausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Hildburghausen - Eisfeld - Mürschnitz	+132	01/2029	12/2031	17.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
208	110-kV-Leitung Schalkau-Mürschnitz-Eisfeld-Hildburghausen	Doppeleinschleifung des Netzverknüpfungspunkt Schalkau in die bestehende Leitungen	+325	01/2031	12/2034	1.500 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
209	110-kV-Leitung Mürschnitz-Köppelsdorf-Neuhaus	Verstärkung der 110-kV-Leitung Mürschnitz-Köppelsdorf (Höhertrassierung 80°)	+90	01/2043	12/2044	1.700 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
210	110-kV-Leitung Altenfeld-Langwiesen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Altenfeld-Langwiesen	+197	01/2035	12/2036	25.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau als Freileitung (nicht möglich aufgrund Parallelführung zur HöS-Leitung auf einem Mast)
211	UW im Suchraum Römhild	Neubau des HöS/HS/MS UW im Suchraum Römhild	+700	11/2026	11/2030	25.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau) (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
212	110-kV-Leitung Römheld-Grimmenthal	Neubau der 110-kV-Leitung Römheld-Grimmenthal	+325	01/2033	12/2035	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau) (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
213	UW Grimmenthal	Rekonstruktion des UW Grimmenthal	+130	06/2028	12/2030	13.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
214	UW Simmershausen	Rekonstruktion des UW Simmershausen	+130	05/2028	11/2030	13.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
215	110-kV-Leitung Römheld-Simmershausen	Neubau der 110-kV-Leitung Römheld-Simmershausen	+325	01/2028	12/2030	11.100 T€	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau) (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
216	110-kV-Leitung Eins Simmershausen	Verstärkung der 110-kV-Leitung Eins. Simmershausen (Doppeleinschleifung)	+90	01/2028	12/2030	7.300 T€	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau) (nicht wirtschaftlich)
217	Umspannwerk Neubau Klettenberg	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+130	10/2036	03/2039	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
218	Umspannwerk Neubau Greußen	Neubau des HöS/HS/MS UW im Suchraum Greußen	+700	07/2029	07/2033	30.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
219	Umspannwerk Langensalza/Süd	Neubau eines HS/MS-Umspannwerks	+130	03/2029	09/2031	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
220	Umspannwerk Altengottern	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+126	12/2025	06/2028	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
221	Umspannwerk Bad Tennstedt	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+126	10/2025	04/2028	10.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
222	Umspannwerk Eisenach	Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage um 2 weitere Transformatorfelder für HöS/HS-Transformatoren	+300	04/2032	04/2033	2.600 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
223	Umspannwerk Großrudestadt	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+130	01/2026	07/2028	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
224	Umspannwerk Jena/Süd	Erweiterung der 110-kV-Schaltanlage um 2 weitere Leitungsfelder	-	02/2035	08/2036	3.000 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
225	Umspannwerk Kindelbrück	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+130	06/2036	01/2039	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
226	Umspannwerk Troistedt	Neubau eine HS/MS-Umspannwerks	+120	08/2025	02/2028	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
227	Umspannwerk Vieselbach	Erweiterung des UW Vieselbach um 10 weitere Schaltfelder, eine dritte Sammelschiene und einen Kurzschlussstrom-Begrenzer	-	07/2029	07/2033	30.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Neubau des UW (nicht wirtschaftlich)
228	Umspannwerk Zella/Rhön	Rekonstruktion des UW Zella/Rhön	+130	01/2035	07/2037	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
229	Umspannwerk oder Leitung	Verwendung innovativer Betriebsmittel zur Leistungsflussregelung, Blindleistungsbeeinflussung oder zur Begrenzung des Kurzschlussstroms				10.000 T€	vorgesehene Maßnahme	(Ersatz-)Neubau betroffener Leitungen oder Umspannwerke (nicht wirtschaftlich) Netztrennung (Netzführungstechnisch nicht möglich)
230	Umspannwerk Apolda	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	01/2022	12/2025	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
231	Umspannwerk Beerwalde	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	01/2024	06/2025	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
232	Umspannwerk Blankenhain	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2029	12/2030	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
233	Umspannwerk Bleicherode	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2026	12/2028	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
234	Umspannwerk Buttstädt	Rekonstruktion des UW Buttstädt	+130	05/2033	11/2035	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
235	Umspannwerk Dornburg	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	04/2036	10/2037	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
236	Umspannwerk Ebenheim	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2026	12/2027	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
237	Umspannwerk Eisenach	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2028	12/2029	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
238	Umspannwerk Eisenberg	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2034	12/2035	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
239	Umspannwerk Fössen	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2034	12/2035	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
240	Umspannwerk Gotha	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2029	12/2030	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
241	Umspannwerk Greußen	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	02/2028	08/2029	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [± MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
242	Umspannwerk Heiligenstadt	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2026	12/2027	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
243	Umspannwerk Hermdorf	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	03/2033	09/2034	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
244	Umspannwerk Kahla	Rekonstruktion des UW Kahla	+50	05/2035	11/2037	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
245	Umspannwerk Katzhütte	Rekonstruktion des UW Katzhütte	+63	04/2036	10/2038	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
246	Umspannwerk Köppelsdorf	Transformatorentausch gegen leistungsstärkere Trafos	+30	06/2025	12/2026	3.200 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
247	Umspannwerk Langensalza	Transformatorentausch gegen leistungsstärkere Trafos	+30	12/2026	12/2027	1.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
248	Umspannwerk Martinroda	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2025	12/2026	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
249	Umspannwerk Mühlhausen	Transformatorentausch gegen leistungsstärkere Trafos	+30	12/2028	12/2029	1.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
250	Umspannwerk Neuhaus	Transformatorentausch gegen leistungsstärkere Trafos	+30	12/2024	12/2025	1.600 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)



lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
251	Umspannwerk Nordhausen Salza	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	04/2028	10/2029	3.200 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
252	Umspannwerk Schleiz	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	09/2034	10/2035	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
253	Umspannwerk Schwarza	Rekonstruktion des UW Schwarza	+63	04/2028	10/2030	12.000 T€	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
254	Umspannwerk Sömmerda	Rekonstruktion der RESPE-Anlage	+0	08/2025	10/2026	1.000 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
255	Umspannwerk Stadtilm	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator und Aufbau einer NOSPE	+63	06/2026	11/2027	3.200 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
256	Umspannwerk Walschleben	Erweiterung des UW um ein zusätzliches Transformatorfeld und einen weiteren 63 MVA Transformator	+63	06/2025	06/2026	2.900 T€	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
257	Umspannwerk Walschleben	Verstärkung der Einschleifung Walschleben mit HTLS-Leiteseil	+60	11/2029	11/2030	350 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Neubau der Einschleifung (nicht wirtschaftlich)
258	Umspannwerk Bad Langensalza	Kurzschlussfestigkeitserhöhung	-	01/2025	12/2025	150 T€	konkrete Planung	Alternativlos
259	Umspannwerk Gispersleben	Verstärkung der Einschleifung Walschleben mit HTLS-Leiteseil	+60	11/2029	11/2030	650 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Neubau der Einschleifung (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
260	110-kV-Leitung Saalfeld-Kahla	Verstärkung der 110-kV-Leitung Einschleifung Saalfeld und Kahla Hauptleitung Nachrüstung Hochtemperaturseil	+60	01/2043	12/2044	7.400 T€	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Neubau der Einschleifung (nicht wirtschaftlich)
M1	Kabelverlegung (UW Küllstedt)	Verlegung MS-Kabel im zukünftigen Versorgungsgebiet UW Küllstedt	+			700.000 €	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
M2	Kabelverlegung (UW Heiligenstadt)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Heiligenstadt	+			367.000 €	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
M3	Kabelverlegung (UW Eisenach-West)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Eisenach-West	+			500.000 €	konkrete Planung	-
M4	Kabelverlegung (UW Eisenach-West)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Eisenach-West	+			1.500.000 €	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
M5	Kabelverlegung (UW Waltershausen)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Waltershausen	+			800.000 €	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
M6	Kabelverlegung (UW Waltershausen)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Waltershausen	+			2.000.000 €	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
M7	Kabelverlegung (UW Gotha)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Gotha	+			1.500.000 €	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
M8	Kabelverlegung (UW Gotha)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Gotha	+			1.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	-
M9	Kabelverlegung (UW Sömmerda)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Sömmerda	+			1.500.000 €	vorgesehene Maßnahme	-
M10	Kabelverlegung (UW Weimar Nord)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Weimar Nord	+			915.000 €	konkrete Planung	-

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
M11	Kabelverlegung (UW Stadtilm)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Stadtilm	+			406.000 €	vorgesehene Maßnahme	Optimierung
M12	Kabelverlegung (UW Kahla)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Kahla	+			1.500.000 €	konkrete Planung	Optimierung
M13	Kabelverlegung (UW Gera Langenberg)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Gera Langenberg	+			2.800.000 €	konkrete Planung	Optimierung
M14	Kabelverlegung (UW Hermsdorf)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Hermsdorf	+			2.400.000 €	vorgesehene Maßnahme	Optimierung
M15	Kabelverlegung (UW Zeulenroda)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Zeulenroda	+			2.200.000 €	im Bau	Optimierung
M16	Kabelverlegung (UW Pößneck)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Pößneck	+			3.200.000 €	konkrete Planung	Optimierung
M17	Kabelverlegung (UW Schwarza)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Schwarza	+			2.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	-
M18	Kabelverlegung (UW Kahla)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Kahla	+			1.200.000 €	konkrete Planung	Optimierung
M19	Kabelverlegung (UW Schleusingen)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Schleusingen	+			1.300.000 €	konkrete Planung	-
M20	Kabelverlegung (UW Altenfeld)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Altenfeld	+			1.400.000 €	konkrete Planung	-
M21	Kabelverlegung (UW Altenfeld)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Altenfeld	+			690.000 €	konkrete Planung	-
M22	Kabelverlegung (UW Schleusingen)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Schleusingen	+			557.000 €	konkrete Planung	-

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
M23	Spannungsumstellung (UW Bad Liebenstein)	Spannungsumstellung im Versorgungsgebiet UW Bad Liebenstein	+			621.000 €	konkrete Planung	-
M24	Kabelverlegung (UW Breitung)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Breitung	+			759.000 €	konkrete Planung	Optimierung
M25	Stationsneubau (UW Simmershausen)	Stationsneubau im Versorgungsgebiet UW Simmershausen	+			477.000 €	vorgesehene Maßnahme	-
M26	Kabelverlegung (UW Niederschmalkalden)	Verlegung MS-Kabel im zukünftigen Versorgungsgebiet UW Niederschmalkalden	+			1.817.000 €	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
M27	Kabelverlegung (UW Grimmenthal)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Grimmenthal	+			729.000 €	konkrete Planung	-
M28	Kabelverlegung (UW Niederschmalkalden)	Verlegung MS-Kabel im zukünftigen Versorgungsgebiet UW Niederschmalkalden	+			523.000 €	im Bau	Optimierung, Verstärkung
M29	Kabelverlegung (UW Simmershausen)	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet UW Simmershausen	+			457.000 €	im Bau	-
M30	Sammler: MS-Kabel	Verlegung MS-Kabel im Versorgungsgebiet der TEN				25.370.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M31	Sammler: MS-Kabel	Stationsneubau im Versorgungsgebiet der TEN				24.950.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M32	Sammler: MS-Kabel	Verlegung NS-Kabel im Versorgungsgebiet der TEN				15.900.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M33	Sammler: MS-Kabel	Stationsneubau im Versorgungsgebiet der TEN				31.450.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M34	Sammler: Stationen	Stationsneubau im Versorgungsgebiet der TEN				11.000.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M35	Sammler: Stationen	Stationsneubau im Versorgungsgebiet der TEN				16.790.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M36	Sammler: Stationen	Stationsneubau im Versorgungsgebiet der TEN				14.100.000 €	vorgesehene Maßnahme	

lfd. Nr.	Maßnahme	kurze Projektbeschreibung	Änderung der Übertragungskapazität [ +/- MVA]	Voraussichtlicher Zeitpunkt des Baubeginns [MM/JJJJ]	Voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Kosten (geschätzt) in Euro	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
M37	Sammler: Stationen	Stationsneubau im Versorgungsgebiet der TEN				15.630.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M38	Sammler: NS-Kabel	Verlegung NS-Kabel im Versorgungsgebiet der TEN				18.110.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M39	Sammler: NS-Kabel	Verlegung NS-Kabel im Versorgungsgebiet der TEN				24.590.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M40	Sammler: NS-Kabel	Verlegung NS-Kabel im Versorgungsgebiet der TEN				23.360.000 €	vorgesehene Maßnahme	
M41	Sammler: NS-Kabel	Verlegung NS-Kabel im Versorgungsgebiet der TEN				25.950.000 €	vorgesehene Maßnahme	

