

**Bericht zur Bewertung des Mengenrisikos gemäß
Tenorziffer 10b) der Festlegung REGENT 2021 nach
Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460**

29. Februar 2024

Inhalt

1.	<i>Einleitung.....</i>	<i>2</i>
2.	<i>Veränderungen der Kapazitäten und Erlöse</i>	<i>4</i>
2.1.	<i>Grenzübergangspunkte.....</i>	<i>4</i>
2.2.	<i>Erzeugung.....</i>	<i>25</i>
2.3.	<i>Speicher</i>	<i>26</i>
2.4.	<i>Interne Bestellungen</i>	<i>27</i>
2.5.	<i>Letztverbraucher.....</i>	<i>28</i>
2.6.	<i>Biogas und Power-to-Gas.....</i>	<i>29</i>

1. Einleitung

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) sind seit mehreren Jahren mit der Umsetzung des NC TAR (EU-Verordnung Nr. 2017/460 vom 16.03.2017) in das deutsche Regulierungsregime befasst, welcher eine Harmonisierung der Fernleitungsentgeltstrukturen zum Ziel hat. Die BNetzA hat im Jahr 2019 die Festlegung REGENT beschlossen, welche die Berechnung des Referenzpreises anhand distanzunabhängiger Briefmarken durch die FNB vorschreibt. Zur Bewertung des Mengenrisikos nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 soll dieser Bericht beitragen.

Laut Tenorziffer 10b) der im Jahr 2020 beschlossenen Festlegung REGENT 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Bericht zu veröffentlichen, der die jährliche Entwicklung von Kapazitäten und Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen im Vergleich zum Vorjahreszeitraum beschreibt. Dabei ist darzulegen, inwiefern die Entwicklung auf wesentlichen Änderungen der technischen Kapazität, dem Buchungsverhalten von Netznutzern oder sonstigen Gründen beruht. Die etwaige Substitution des Gastransports über andere Ein- und Ausspeisesysteme ist aufzuzeigen. Darüber hinaus soll der Bericht die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiung für Biogas und Power-to-Gas aufzeigen.

Dazu wurden im vorliegenden Bericht Fernleitungskenndaten aller 15 deutschen FNB des Marktgebiets Trading Hub Europe zusammengetragen. Bei den in diesem Bericht beschriebenen Daten handelt es sich um folgende Angaben für die Jahre 2022 und 2023:

- Angaben zur technischen Kapazität
- Angaben zur prognostizierten, durchschnittlichen kontrahierten unangepassten Kapazität
- Angaben zur prognostizierten, durchschnittlichen kontrahierten angepassten Kapazität
- Angaben zur durchschnittlichen kontrahierten Kapazität
- Angaben zur durchschnittlichen kontrahierten angepassten Kapazität
- Angaben zu Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen

Im Folgenden werden die aggregierten Daten näher erläutert und Veränderungen in den Fernleitungskapazitäten bzw. in den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen deskriptiv dargelegt.

Folgende Erklärungen in allgemeiner Form werden vorangestellt:

- Insbesondere durch die Entwicklung der Entgelte stellt sich keine proportionale Entwicklung von durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazitäten und Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen ein. Hierdurch ist auch ein Anstieg der Erlöse bei sinkenden Kapazitäten möglich. In den für den Bericht relevanten Jahren betrugen die Entgelte 3,51 €/ (kWh/h)/a (2022) und 6,03 €/ (kWh/h)/a (2023) (+71,8%).
- Die für den Bericht berücksichtigten Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen beinhalten Auktionsaufschläge (falls vorhanden), welche auf Grundlage des Art. 19 (5) NC TAR entgeltmindernde Wirkung entfalten.
- Die dargestellten Mengenentwicklungen in diesem Bericht sind nach wie vor stark von dem im Jahr 2023 andauernden Krieg in der Ukraine geprägt, der sowohl für eine Umverteilung der kontrahierten Kapazitäten als auch der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in Folge der Verschiebung der Flüsse (von Ost-West zu West-Ost) sorgte. In Fortsetzung des Trends aus dem Jahr 2022 sinken im Jahr 2023 die Entry-Kapazitäten sowie kor-

respondierende Erlöse an Grenzübergangspunkten Polen (YAMAL), Tschechien und Russland sehr stark, teilweise auf null, während die Buchungen an den Entry-Punkten im Westen Deutschlands erneut deutlich höher ausfallen als vor Kriegsbeginn.

- Wegen der besseren Darstellung wurden die Skalen der Abbildungen jeweils auf den konkreten Sachverhalt angepasst.

2. Veränderungen der Kapazitäten und Erlöse

2.1. Grenzübergangspunkte

Dänemark

An den Entry-Punkten zu Dänemark ist im Jahr 2023 bei geringen absoluten Werten ein Anstieg im Vergleich zum Vorjahr um 711,5% bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten unangepassten Kapazität sowie 681,4% bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität zu beobachten. Die tatsächliche durchschnittlich kontrahierte Kapazität sinkt hingegen leicht von 0,45 Mio. kWh/h auf 0,39 Mio. kWh/h (-13,5%) und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität von 0,51 Mio. kWh/h auf 0,41 Mio. kWh/h (-19,7%). Die Erlöse hingegen steigen im Betrachtungszeitraum an und verbuchen ein Plus von 32,5%. Somit erreichen sie einen Wert von 2,48 Mio. €.

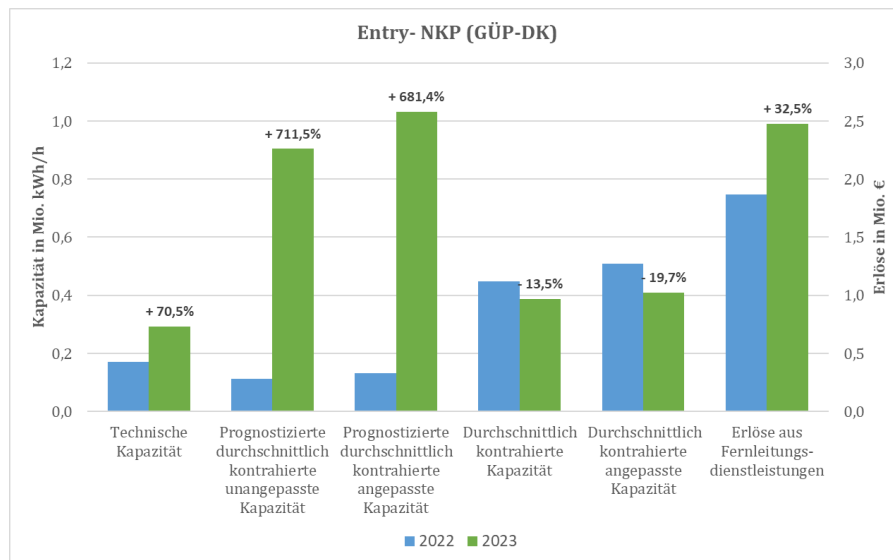


Abbildung 1: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-DK)

An dem Exit-Punkt zu Dänemark sinkt die technische Kapazität im Jahresvergleich leicht (-3,2%). Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität reduziert sich um 66,4% (unangepasst) bzw. 59,4% (angepasst). Auch die durchschnittlich kontrahierte Kapazität sinkt um 57,8% (unangepasst) und um 57,9% (angepasst). Es ergibt sich vom Jahr 2022 auf das Jahr 2023 ein Rückgang der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen um 27,3% auf einen Wert von 10,54 Mio. €.

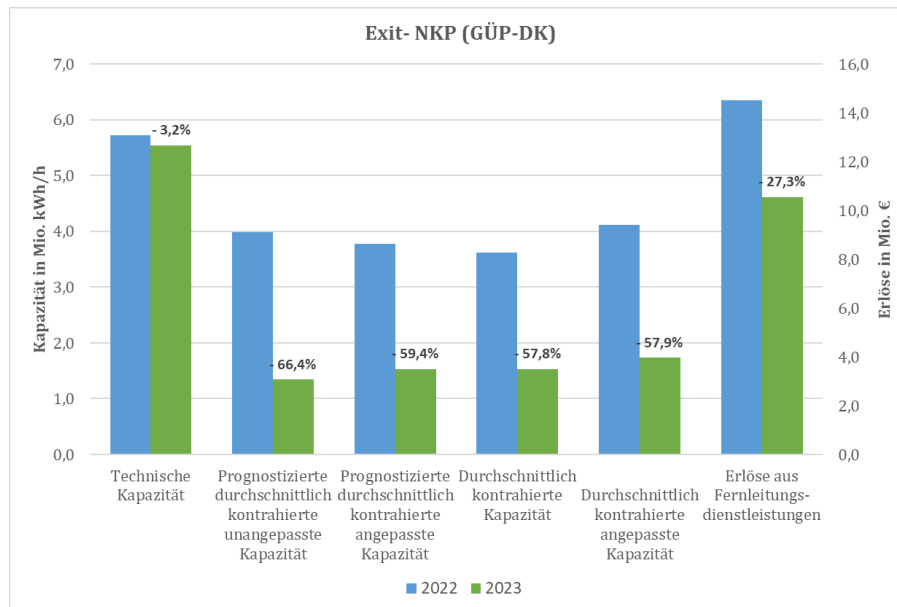


Abbildung 2: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-DK)

Polen YAMAL

Während die technische Kapazität im Grenzübergang zur YAMAL-Pipeline um 33,0% im Vergleich zum Vorjahr sinkt, gibt es einen drastischen Rückgang bei der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität sowie der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität um jeweils 99,9%. Entsprechend verhält es sich bei der tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazität sowie der durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität, die gerundet jeweils um 100,0% sinken. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sinken somit prozentual um fast 100% auf 223 €.

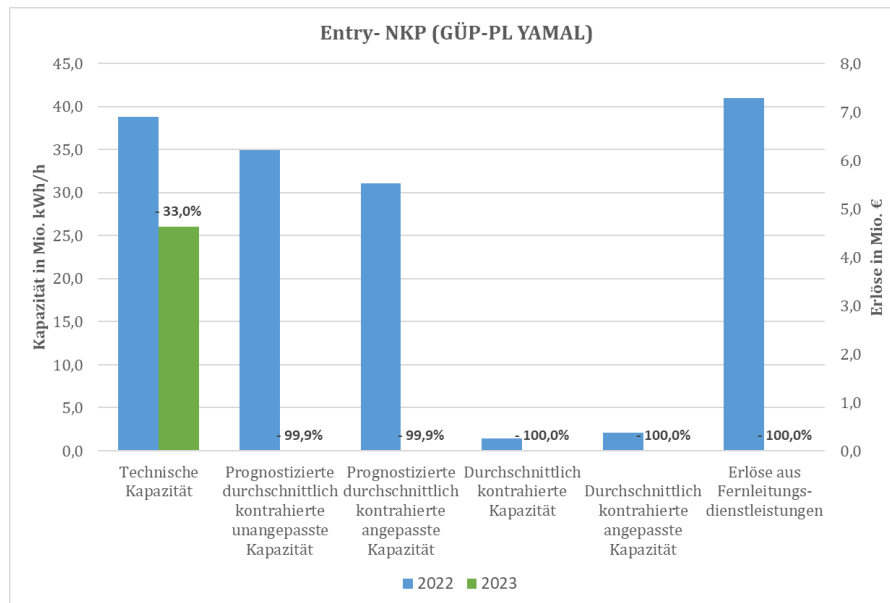


Abbildung 3: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-PL YAMAL)

An dem Exit-Punkt sinkt die technische Kapazität um 16,2% im Vergleich zum Vorjahr, wohingegen die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten im Jahr 2023 ganz leicht auf 0,78 Mio. kWh/h ansteigen. Die beiden durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sinken deutlich, um 77,0% bzw. angepasst um 81,5% im Vergleich zum Vorjahr. Damit beträgt die technische Kapazität im Jahr 2023 11,57 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität) 1,14 Mio. kWh/h (1,22 Mio. kWh/h). Die Erlöse sinken stark um 68,2% auf einen Wert von 7,38 Mio. €.

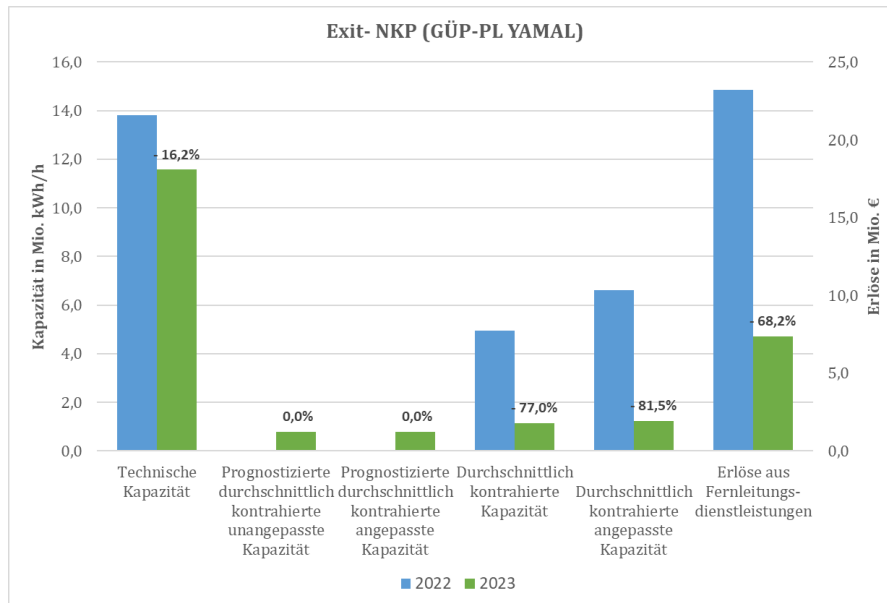


Abbildung 4: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-PL YAMAL)

Polen Nationales Transportsystem (NTS)

An den Entry-Punkten vom E-Gas Gebiet Polen liegen im Jahr 2023 weiterhin sehr geringe Kapazitäten und Erlöse vor. Im Vergleich zum Jahr 2022, in dem die durchschnittlich kontrahierte Kapazität bei 11.853 kWh/h bzw. die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität bei 16.905 kWh/h lag, sind die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten im Jahr 2023 weiter gesunken auf 1.600 kWh/h unangepasst bzw. 1.965 kWh/h angepasst. Die technische Kapazität ist im Vergleich zum Vorjahr auf einem sehr geringen Wert von 3.624 kWh/h konstant geblieben. Die prognostizierten Kapazitäten hingegen sind leicht gestiegen, sind aber weiterhin mit 3.101 kWh/h unangepasst bzw. 3.333 kWh/h angepasst zu vernachlässigen. Der Erlös beläuft sich auf 0,01 Mio. €, so dass diese absoluten Beträge im Kontext des vorliegenden Berichts äußerst gering sind und daher an dieser Stelle eine graphische Aufbereitung entfällt.

An den Exit-Punkten ist die technische Kapazität weiterhin konstant geblieben, die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sind weiter angestiegen mit 49,5% (unangepasst) sowie 25,4% (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten hingegen sind beide gesunken, um 21,5% (unangepasst) und 17,4% (angepasst). Die Erlöse erfuhren ebenfalls eine Reduzierung von 10,43 Mio. € im Jahr 2022 auf einen Wert in Höhe von 10,05 Mio. € im Jahr 2023.

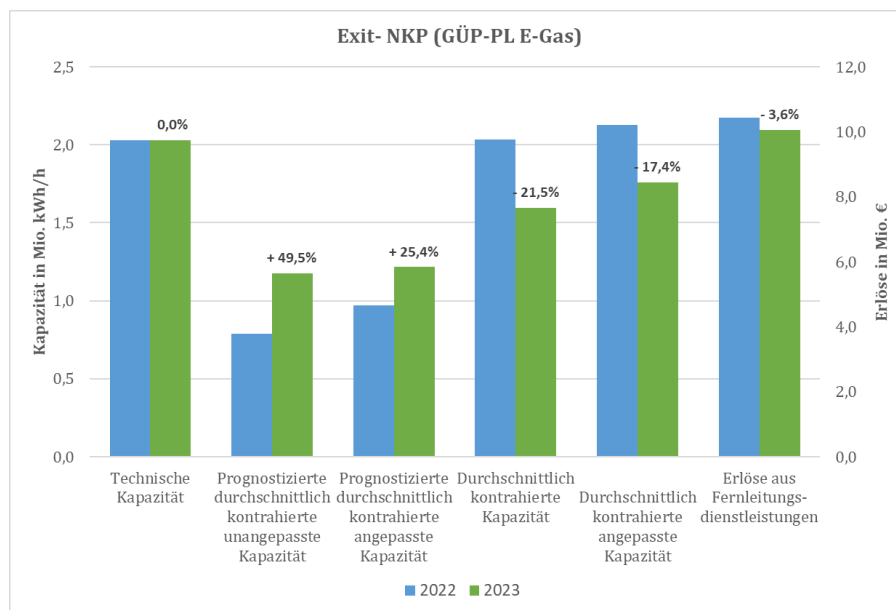


Abbildung 5: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-PL E-Gas)

Tschechien

Die tschechischen Entry-Punkte weisen mit Ausnahme der technischen Kapazität sehr starke Rückgänge von über 90% im Vergleich zum Jahr 2022 auf. Die technische Kapazität zeigt nur eine geringe Reduzierung zum Vorjahr von 7,7%. Die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sinken um 92,6% (unangepasst) bzw. 94,3% (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sinken vergleichbar um 99,7% (unangepasst) sowie 99,5% (angepasst). Diese Entwicklung wirkt sich auch auf die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen aus, welche um 99,2% auf einen Wert von 0,91 Mio. € im Jahr 2023 absinken.

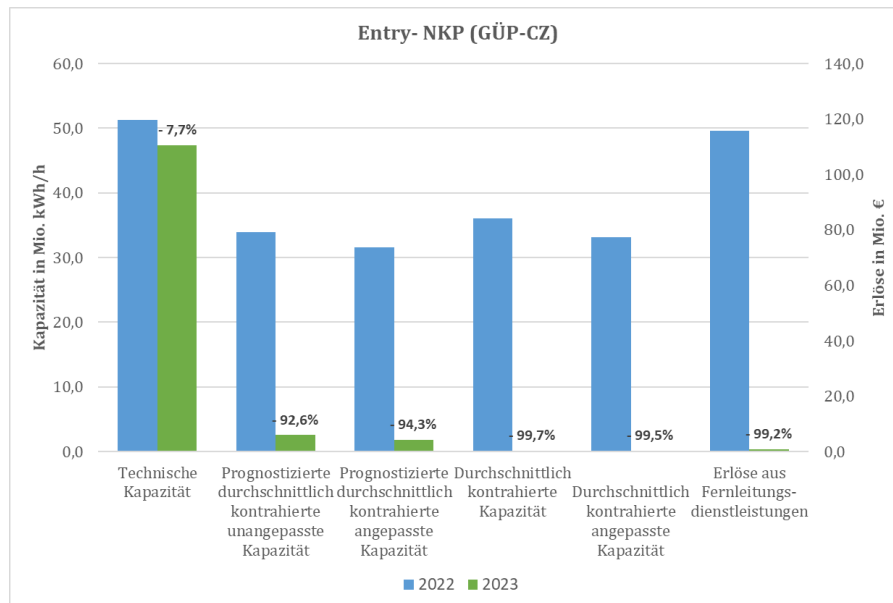


Abbildung 6: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CZ)

An den Exit-Punkten erfolgt im Jahr 2023 ein deutlicher Anstieg der technischen Kapazität (+50,5%), wohingegen sowohl die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten als auch die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten deutlich sinken. Die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten reduzieren sich um 58,7% (unangepasst) bzw. 59,7% (angepasst). Die tatsächlich kontrahierten Kapazitäten sinken noch stärker um 68,8% (unangepasst) bzw. 67,5% (angepasst). Bei den Erlösen lässt sich ein vergleichbarer Rückgang beobachten. Diese sinken um 43,2% auf einen Wert von 68,40 Mio. € im Jahr 2023.

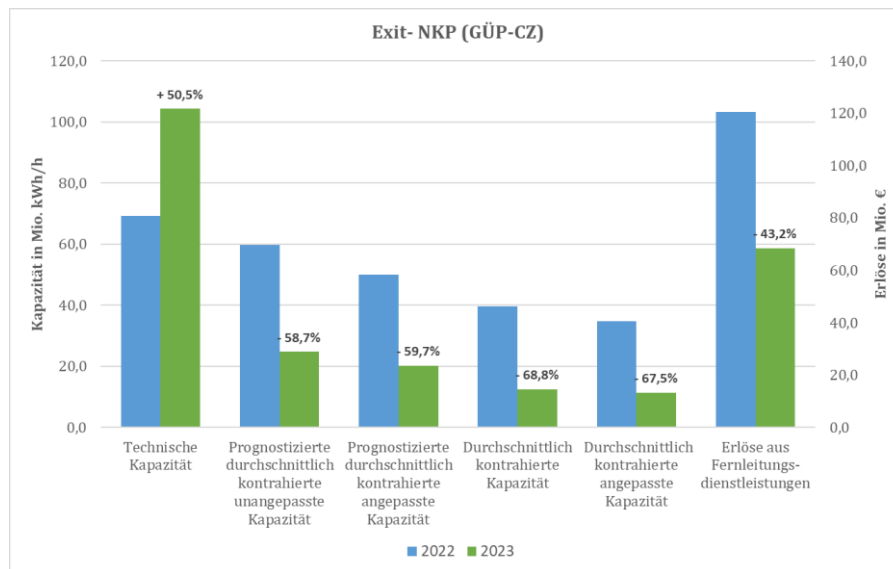


Abbildung 7: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CZ)

Belgien

An den belgischen Entry-Grenzübergangspunkten zeigen sich deutliche Verschiebungen zwischen 2022 und 2023. Die technische Kapazität steigt um 81,7% auf 24,09 Mio. kWh/h. Die prognostizierten durchschnittlichen Kapazitäten steigen im Vergleich zum Vorjahr stark an. Die unangepasste Kapazität wächst um 1.498,0% und die angepasste Kapazität um 1.143,0%. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität sinkt im Betrachtungszeitraum leicht um 5,5% auf 39,29 Mio. kWh/h, die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sinkt um 15,6% auf einen Wert von 37,75 kWh/h. Die Erlöse verzeichnen 2023 weiterhin einen Anstieg im Vergleich zum Vorjahr und steigen um 47,8% auf einen Wert von 531,61 Mio. €.

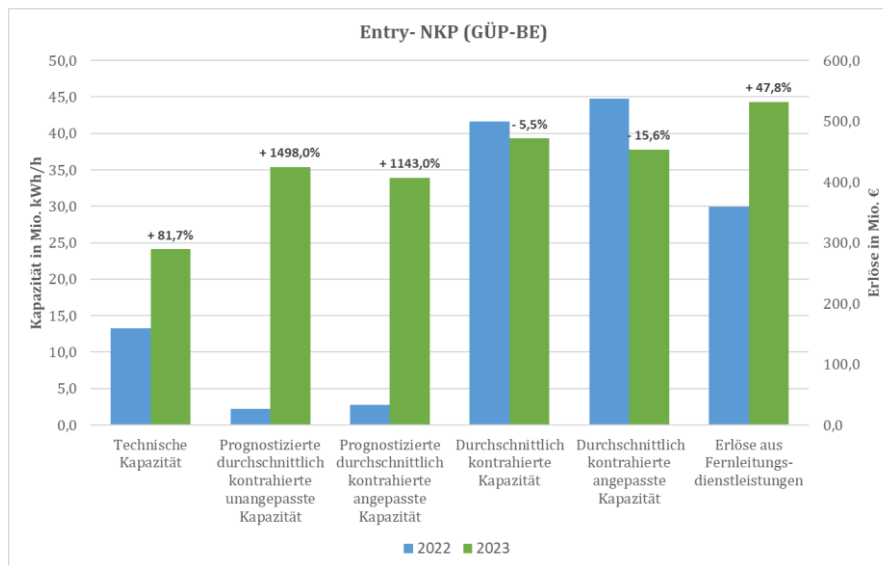


Abbildung 8: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-BE)

An den Exit-Punkten lässt sich mit Ausnahme der technischen Kapazität tendenziell eine gegenläufige Entwicklung zu den Entry-Punkten im Jahr 2023 beobachten. Während die technische Kapazität einen Anstieg von 22,5% verzeichnet, sinken alle anderen Kapazitäten sehr stark. Beide prognostizierten Kapazitäten sinken um 96,8% (unangepasst) und 96,5% (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sinken analog dazu um 96,9% (unangepasst) und 96,1% (angepasst). Auch bei den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen ergibt sich somit ein Rückgang von 2022 auf 2023 von 93,3% auf einen Wert von 0,27 Mio. €.

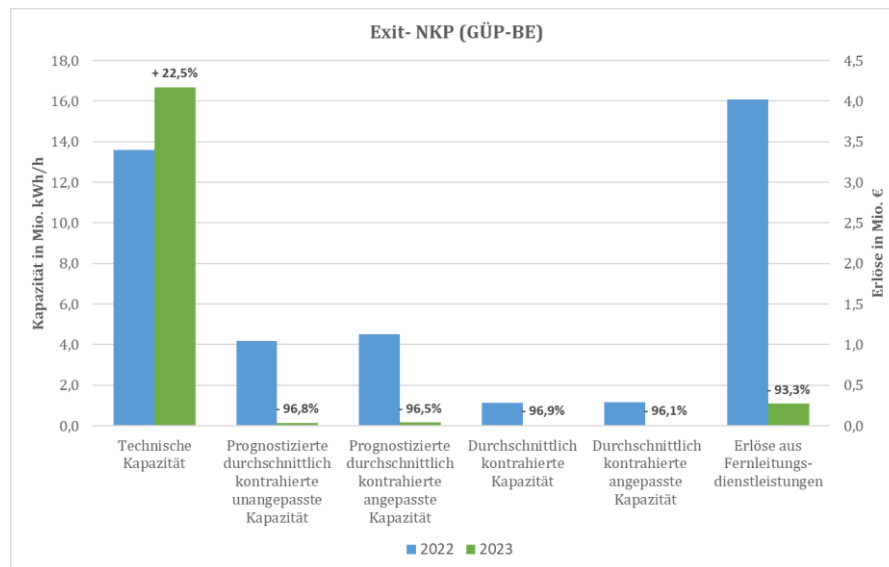


Abbildung 9: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-BE)

Niederlande H-Gas

An den H-Gas-Entry-Punkten an der niederländischen Grenze steigt die technische Kapazität um 25,9% auf 22,11 Mio. kWh/h. Es ist ein starker Zuwachs bei den prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten zu verzeichnen (471,1% unangepasst sowie 440,0 % angepasst). Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität sinkt dagegen um 6% unangepasst und angepasst um 12%. Die Erlöse steigen im Jahresvergleich um 78,2% auf einen Wert von 165,37 Mio. € an.

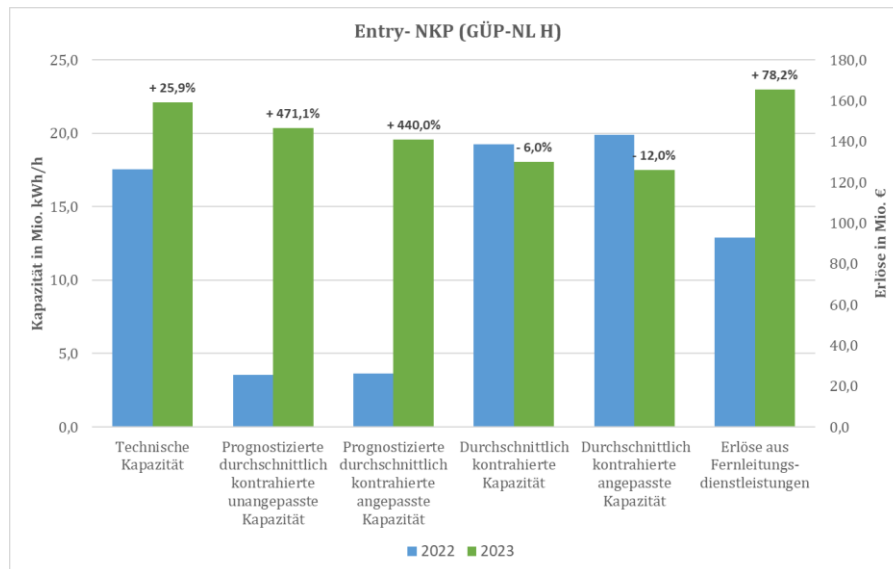


Abbildung 10: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL H-Gas)

An den Exit-Punkten gibt es im Jahr 2023 einen Rückgang der technischen Kapazität um 13,1%. Es gibt starke Rückgänge der prognostizierten und tatsächlich kontrahierten Kapazitäten, sowie der Erlöse. So sinkt die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität im Jahresvergleich um 96,2% auf 0,53 Mio. kWh/h und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 94,9% auf 0,70 Mio. kWh/h. Entsprechend verzeichnet die durchschnittlich kontrahierte Kapazität einen Rückgang um 96,6% (unangepasst) bzw. 95,5% (angepasst). Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sinken im Jahr 2023 um 92,4% auf einen Wert von 1,61 Mio. €.

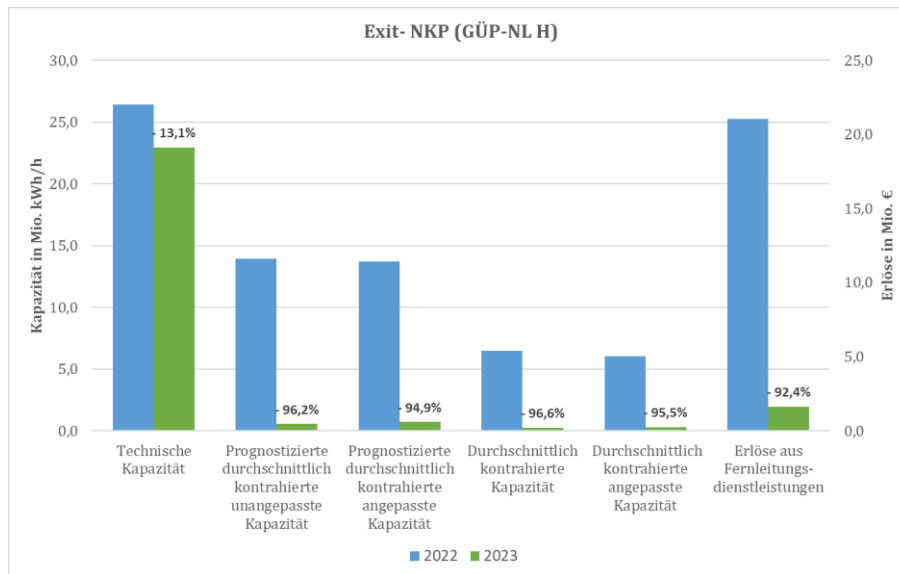


Abbildung 11: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL H-Gas)

Niederlande L-Gas

An den Entry-Punkten zur niederländischen L-Gas-Zone verzeichnet die technische Kapazität einen Rückgang um 11,9% auf einen Wert von 32,47 Mio. kWh/h. Die prognostizierten durchschnittlichen Kapazitäten steigen leicht um 17,5% (unangepasst) und 13,6% (angepasst), während die tatsächlich durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten jeweils leicht sinken (unangepasst: -4,7%; angepasst: -7,7%). Die Erlöse erreichen im Jahr 2023 einen Wert von 175,77 Mio. € und fallen somit 77,4% höher als im Vorjahr aus.

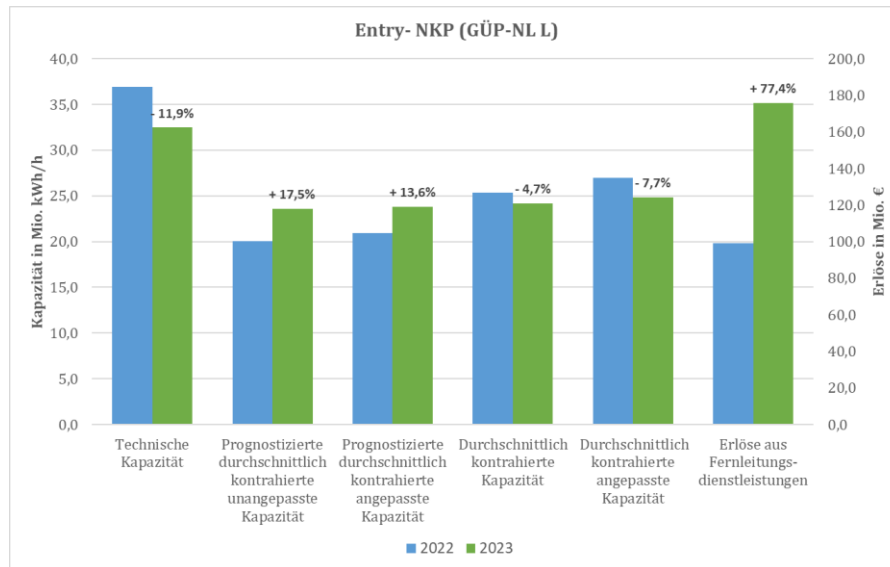


Abbildung 12: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NL L-Gas)

An den Exit-Punkten liegt keine technische Kapazität vor. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität sowie die Erlöse sinken deutlich, während die prognostizierte durchschnittliche kontrahierte Kapazität einen Anstieg (unangepasst: 191,0% auf 0,17 Mio. kWh/h; angepasst: 233,0% auf 0,30 Mio. kWh/h) verzeichnet. Hingegen sinkt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 96,6% auf 0,04 Mio. kWh/h sowie die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität um 98,1% auf 0,03 Mio. kWh/h. Analog dazu verzeichnen die Erlöse eine Reduzierung um 96,8% und sinken im Jahr 2023 somit auf einen Wert von 0,19 Mio. €. Insgesamt liegen die absoluten Werte auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau.

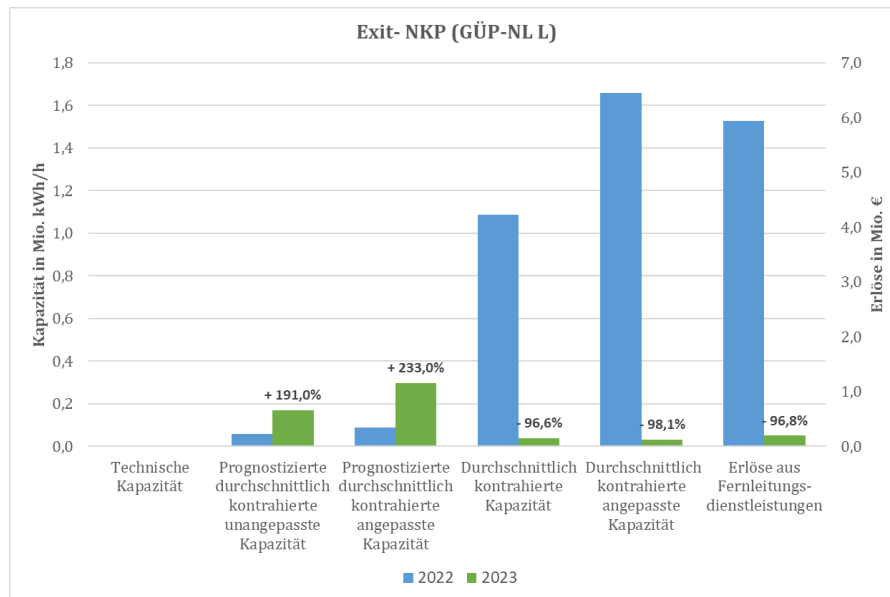


Abbildung 13: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-NL L-Gas)

Norwegen

An den norwegischen Entry-Punkten ist im Vergleich zu 2022 im Jahr 2023 ein Anstieg der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sowie der Erlöse festzustellen. Die technische Kapazität sinkt zwar leicht um 0,4%. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität steigt deutlich (unangepasst: +59,4% auf 61,04 Mio. kWh/h; angepasst: +44,7% auf 60,20 Mio. kWh/h) und die tatsächlich durchschnittlich kontrahierte Kapazität steigt ebenfalls um 11,8% auf 53,82 Mio. kWh/h. Lediglich die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität sinkt leicht um 8,7% und verzeichnet damit einen Wert von 53,06 Mio. kWh/h. Bei den Erlösen ist ein Zuwachs zu erkennen. Diese erhöhen sich von 210,03 Mio. € auf 342,97 Mio. € (+63,3%).

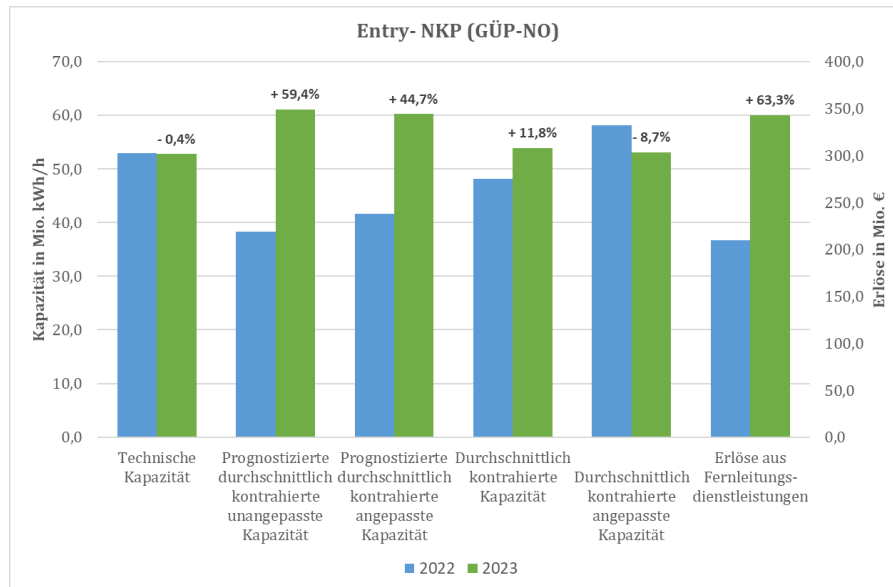


Abbildung 14: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-NO)

Da es aus Norwegen lediglich Entry-Punkte gibt, entfällt eine Betrachtung der Exit-Punkte.

Russland

Wie für Norwegen existieren für Russland ebenfalls lediglich Entry-Punkte in das deutsche Fernleitungsgasnetz.

An den Entry-Punkten aus Russland ist im Jahr 2023 insgesamt ein starker Rückgang sowohl bei den Kapazitäten als auch bei den Erlösen zu verzeichnen. Die technische Kapazität sinkt zwar lediglich um 36,8% auf 69,84 Mio. kWh/h. Die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sowie die tatsächlichen durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten gehen hingegen sehr stark zurück. So reduzieren sich die beiden prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten um jeweils 94,4% auf 5,44 Mio. kWh/h (unangepasst) sowie 4,35 Mio. kWh/h (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten fallen im Jahr 2023 ganz weg. Daraus ergibt sich der komplette Wegfall der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen im Jahr 2023.

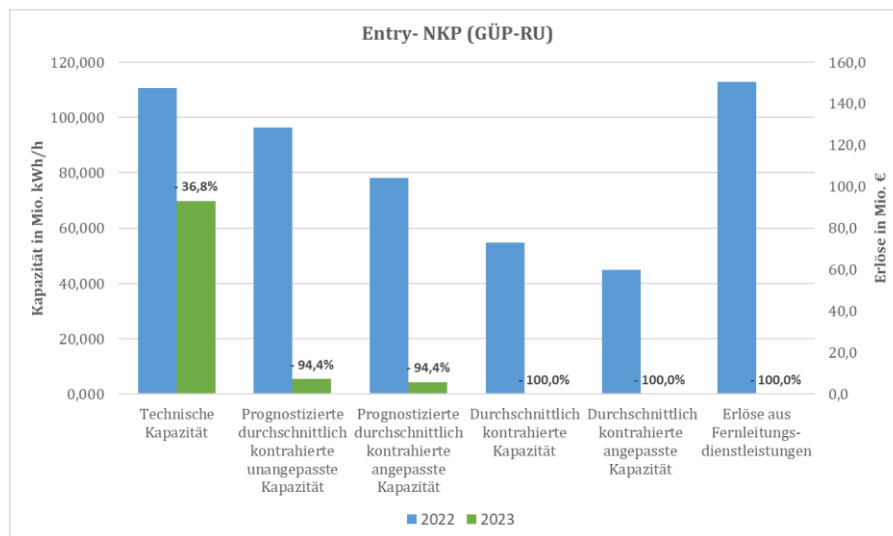


Abbildung 15: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-RU)

Österreich

An den Entry-Punkten aus dem österreichischen Ferngasnetz sind im Vergleich des Jahres 2023 mit dem Jahr 2022 sowohl bei den Kapazitäten als auch bei den Erlösen Unterschiede zu erkennen. Die technische Kapazität steigt um 1,5% auf 16,5 Mio. kWh/h an. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität geht unangepasst um 81,1% und angepasst um 38,1% zurück. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität fällt, ähnlich wie die prognostizierte, um 71,7%. Die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität steigt dagegen um 22,2%. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind um 106,8% auf einen Wert von 11,52 Mio. € gestiegen.

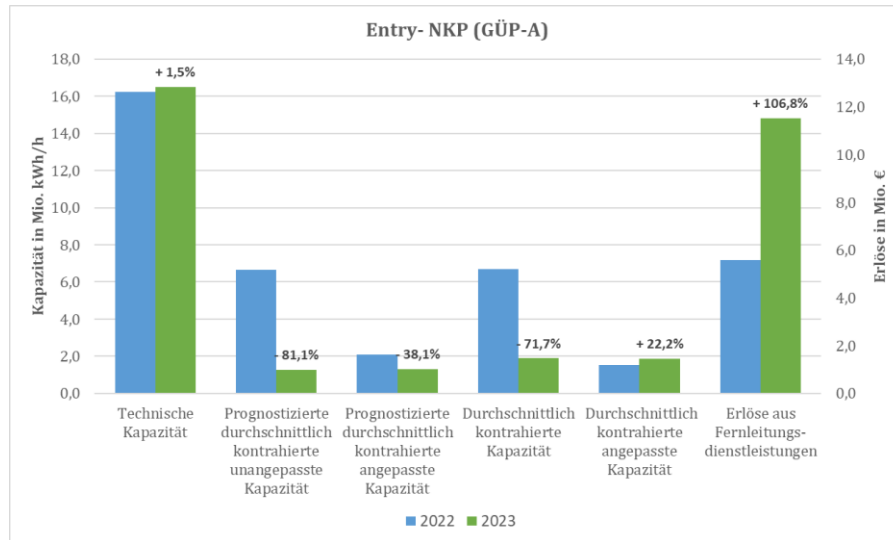


Abbildung 16: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-A)

An den Exit-Punkten besteht ein Anstieg der technischen Kapazität um 5,7% auf 20,70 Mio. kWh/h. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte unangepasste Kapazität fällt um 24,6%, die angepasste Kapazität steigt um 3,1% an. Bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten lassen sich Rückgänge um 44,2% (unangepasst) bzw. 36,1% (angepasst) beobachten. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind im Vergleich zum Vorjahr um 1,7% auf 73,53 Mio. € zurückgegangen.

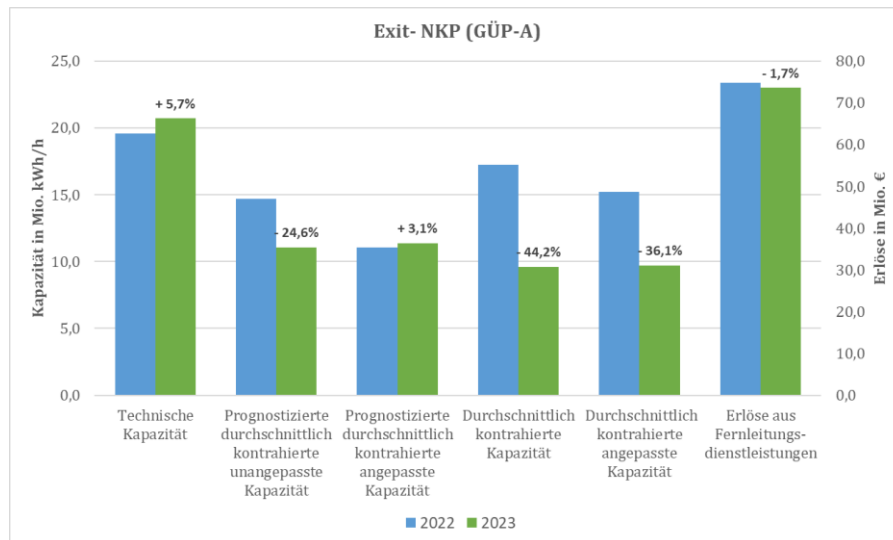


Abbildung 17: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-A)

Schweiz

An der Grenze zur Schweiz ist in Entry Richtung ein genereller Anstieg bei der technischen sowie bei den prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten im Jahr 2023 zu beobachten. Die technische Kapazität steigt um 31,8 % auf 10,00 Mio. kWh/h. Die Zuwachsraten bei den prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten liegen bei 23,7% (unangepasst) sowie bei 63,7% (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sind dagegen um 51,6% (unangepasst) sowie um 48,8% (angepasst) zurückgegangen. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind im Jahr 2023 um 12,5% auf 12,33 Mio. € gefallen.

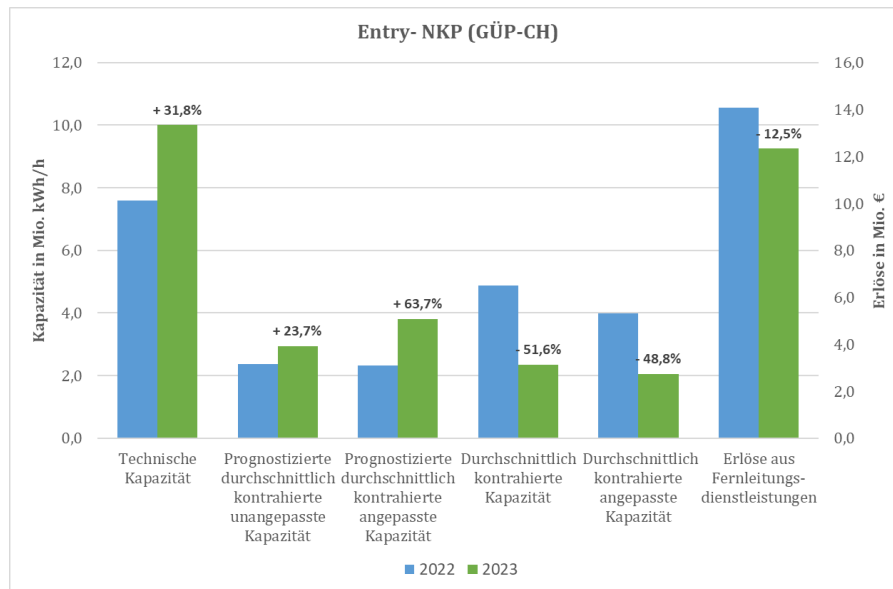


Abbildung 18: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-CH)

Auch die Exit-Punkte an der Grenze zur Schweiz verzeichnen überwiegend Rückgänge bei den Kapazitäten. Die technische Kapazität sinkt um 0,5% und die prognostizierte durchschnittliche Kapazität sinkt um 21,5% (unangepasst) sowie 18,4% (angepasst). Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sind im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 23,3% (unangepasst) sowie um 25,1% (angepasst) zurückgegangen. Die Erlöse steigen dagegen um 20,9% auf 56,32 Mio. €.

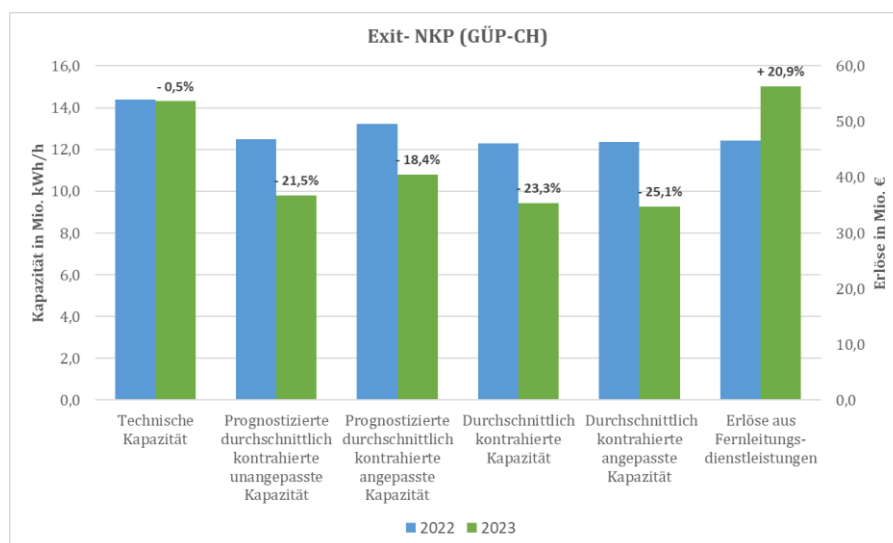


Abbildung 19: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-CH)

Frankreich

An den Entry-Punkten aus Frankreich liegt 2023 ein Rückgang der technischen Kapazität um 2,3% auf 4,07 Mio. kWh/h vor. Für die prognostizierte durchschnittliche Kapazität lässt sich sowohl für die unangepasste Kapazität (+85,7%) als auch für die angepasste Kapazität (+108,5%) eine Erhöhung der Kapazität gegenüber dem Vorjahresniveau feststellen. Die tatsächlichen durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten verzeichnen sowohl unangepasst (-71,2%), als auch angepasst (-67,6%) Rückgänge. Die Erlöse sinken im Jahr 2023 um 64,7% auf einen Wert von 13,72 Mio. €.

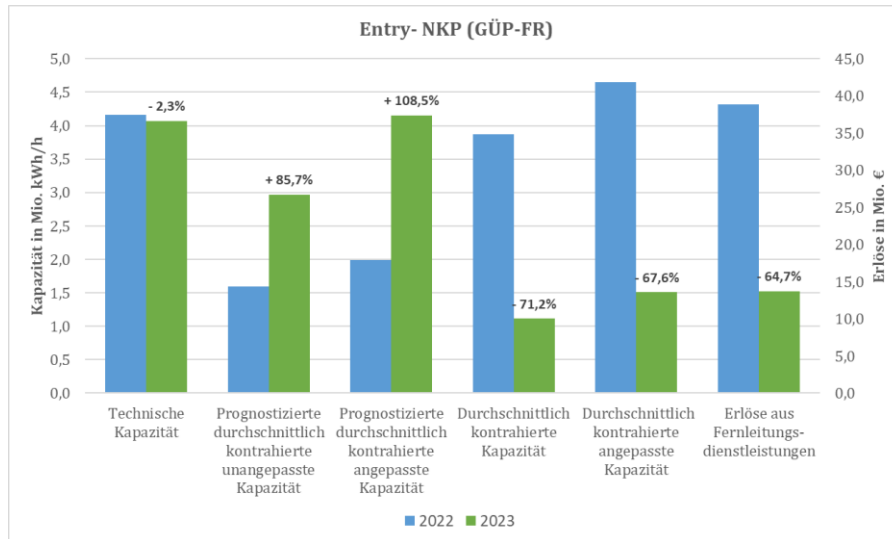


Abbildung 20: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (GÜP-FR)

An den Exit-Punkten zeigt sich sowohl bei den Kapazitäten als auch bei den Erlösen eine starke Veränderung zum Jahr 2022. Die technische Kapazität sinkt im Jahr 2023 um 69,5% auf 7,79 kWh/h. Die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sinken um 100% auf 0 kWh/h. Ähnlich gehen die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten um 99,5% zurück. Die Erlöse verhalten sich entsprechend und sinken 2023 um 99,1% auf einen Wert von 0,45 Mio. €.

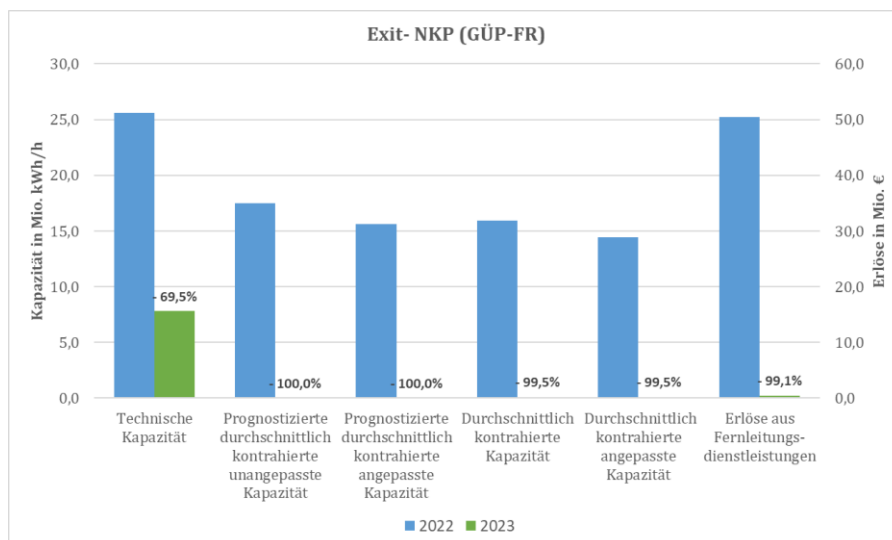


Abbildung 21: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-FR)

Luxemburg

Ausgehend von Luxemburg sind im Jahr 2023 weiterhin keine Entry-Buchungen in das deutsche Fernleitungsgasnetz vorhanden.

An den Exit-Punkten sind bei den Kapazitäten keine Änderungen zum Vorjahr feststellbar. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen steigen dagegen um 71,8% auf 6,03 Mio. €.

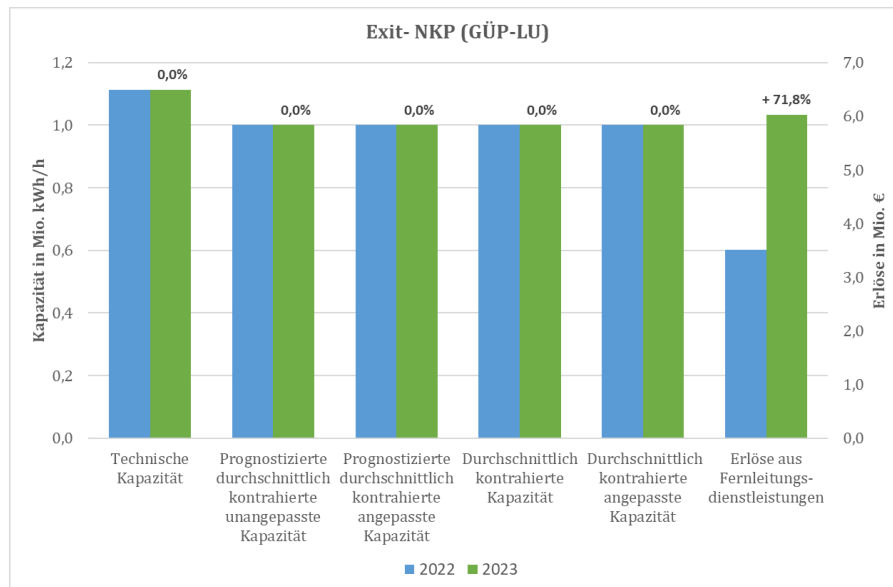


Abbildung 22: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (GÜP-LU)

LNG

Zum Ende des Jahres 2022 wurde ein erstes LNG-Terminal in Betrieb genommen, wodurch für dieses Jahr folglich niedrige Kapazitäten und Erlöse bestehen. Im Jahr 2023 wurden weitere LNG-Terminals in Betrieb genommen und die Einspeisekapazitäten sind entsprechend gestiegen. Die technische Kapazität beträgt im Jahr 2023 11,34 Mio. kWh/h und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte 15,00 Mio. kWh/h (unangepasst) und 9,74 Mio. kWh/h (angepasst). Im Jahr 2023 beträgt die durchschnittlich kontrahierte Kapazität 9,74 Mio. kWh/h und die durchschnittlich kontrahierte angepasste Kapazität 7,29 Mio. kWh/h. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen im Jahr 2023 betragen 43,69 Mio. €

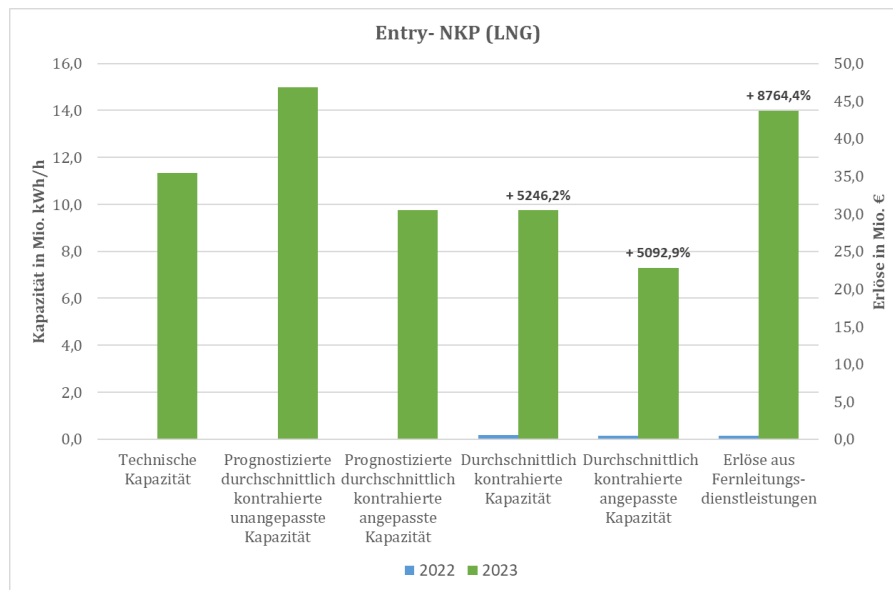


Abbildung 23: Kapazitäten und Erlöse Entry NKP (LNG)

Exit-Punkte sind nicht vorhanden.

2.2. Erzeugung

Die technische sowie die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten für Erzeugung nehmen ausgehend vom Jahr 2022 auf 2023 leicht ab. Die technische Kapazität sinkt um 12,5% und die prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten steigen leicht an (unangepasst: +12,6%; angepasst: +12,1%). Bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten (unangepasst: -12,0%; angepasst: -11,2%) wird im Vergleich zum Vorjahr ein Rückgang verzeichnet. Die Erlöse sind dagegen um 52,7% auf 30,54 Mio. € angestiegen.

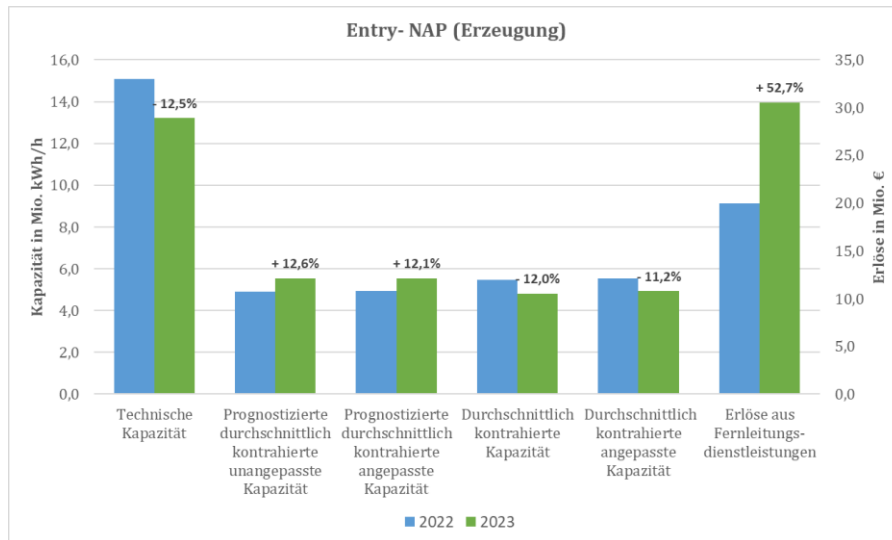


Abbildung 24: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Erzeugung)

2.3. Speicher

An den Entry-Netzanschlusspunkten für Speicher sind im Vergleich des Jahres 2023 mit dem Vorjahr 2022 bei den Kapazitäten gegenläufige Entwicklungen zu beobachten. Die technische Kapazität steigt um 41,3% und beträgt somit 226,52 Mio. kWh/h. Bei den kontrahierten Kapazitäten äußert sich ein leichter Rückgang der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten unangepassten Kapazität um 3,1% sowie ein Anstieg der angepassten Kapazität um 23,3%. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität fällt dagegen ab (unangepasst: -39,7%; angepasst: -31,5%). Die Erlöse steigen um 21,4% auf einen Wert von 42,96 Mio. € an.

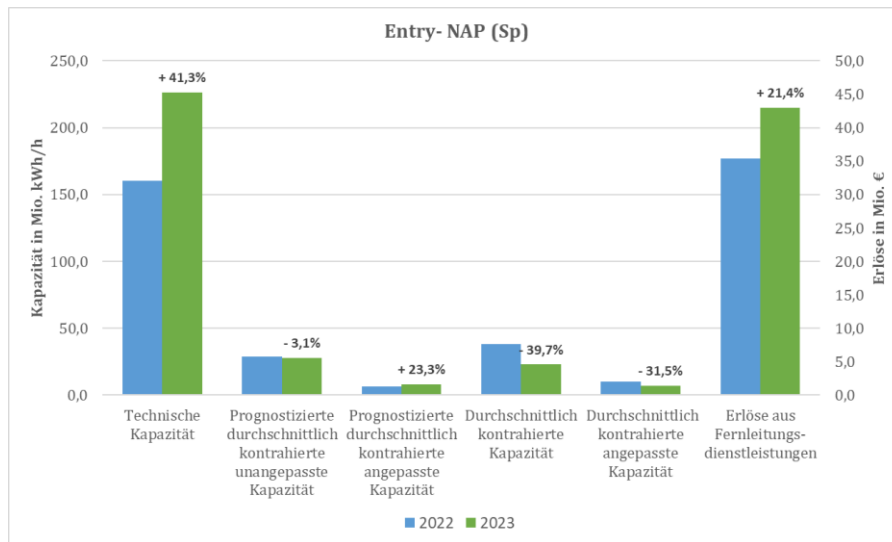


Abbildung 25: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Sp)

Bei den Exit-Punkten lässt sich im Jahr 2023 ein Anstieg der technischen Kapazität (+38,0%) sowie der prognostizierten durchschnittlich kontrahierten Kapazität (unangepasst: +38,4%; angepasst: +73,4%) feststellen. Bei der durchschnittlich kontrahierten Kapazität wird dagegen ein Rückgang (unangepasst: -56,4%; angepasst: -50,1%) verzeichnet. Die Erlöse fallen im Jahr 2023 um 16% von 41,30 Mio. € auf 34,68 Mio. €.

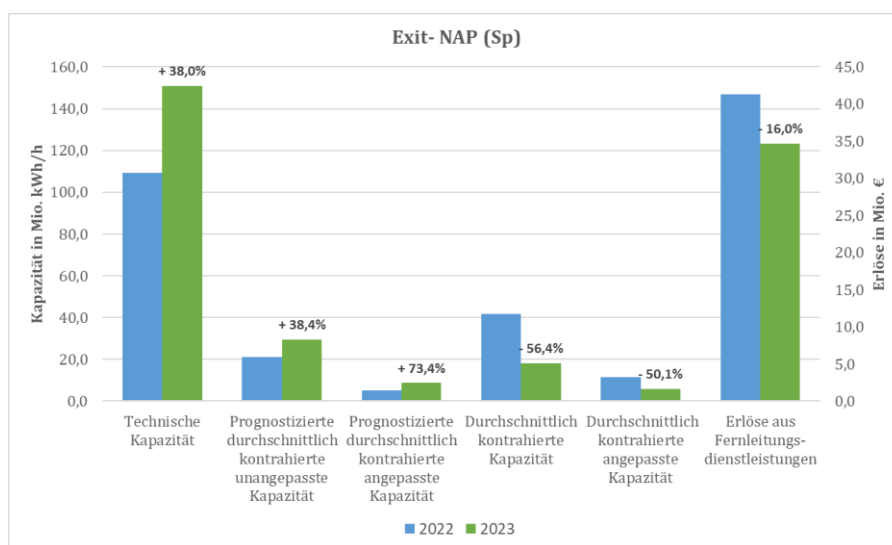


Abbildung 26: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Sp)

2.4. Interne Bestellungen

Bei den Netzanschlusspunkten für interne Bestellungen ist bei den Kapazitäten ein leichter Rückgang zum Vorjahr festzustellen. Die technische Kapazität ist um 3,1% zurückgegangen und beträgt damit im Jahr 2023 292,80 Mio. kWh/h. Vergleichbare Rückgänge verzeichnen die prognostizierten (angepassten) Kapazitäten mit 3,9% (3,8%). Der Rückgang bei den durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten liegt bei 1,6 %. Die Erträge sind dagegen im Jahr 2023 um 69,0% auf 1.625,14 Mio. € gestiegen.

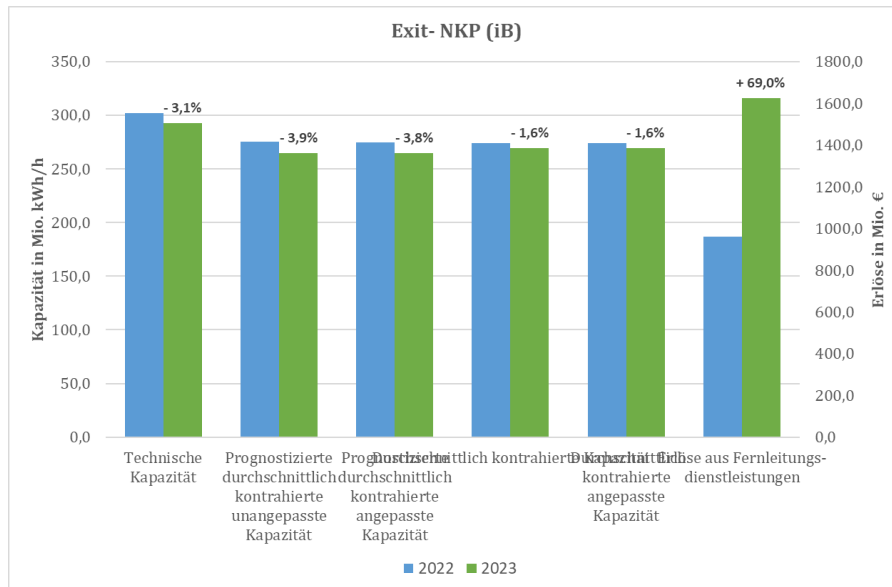


Abbildung 27: Kapazitäten und Erlöse Exit NKP (iB)

2.5. Letztverbraucher

Bei den Netzanschlusspunkten der Letztverbraucher ist im Betrachtungszeitraum ein leichter Anstieg der technischen und durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten sowie ein starker Anstieg der Erlöse erkennbar. Die technische Kapazität steigt um 8,8% auf 68,79 Mio. kWh/h. Die prognostizierten Kapazitäten (unangepasst: -6,6 %; angepasst: -9,0%) sind leicht zurückgegangen. Die durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten steigen im Gegensatz zu den prognostizierten Kapazitäten (unangepasst: +3,1%; angepasst: +2,4%). Stark angestiegen sind die Erlöse im Jahr 2023 (+73,9%). Diese belaufen sich damit auf einen Wert von 248,66 Mio. €.

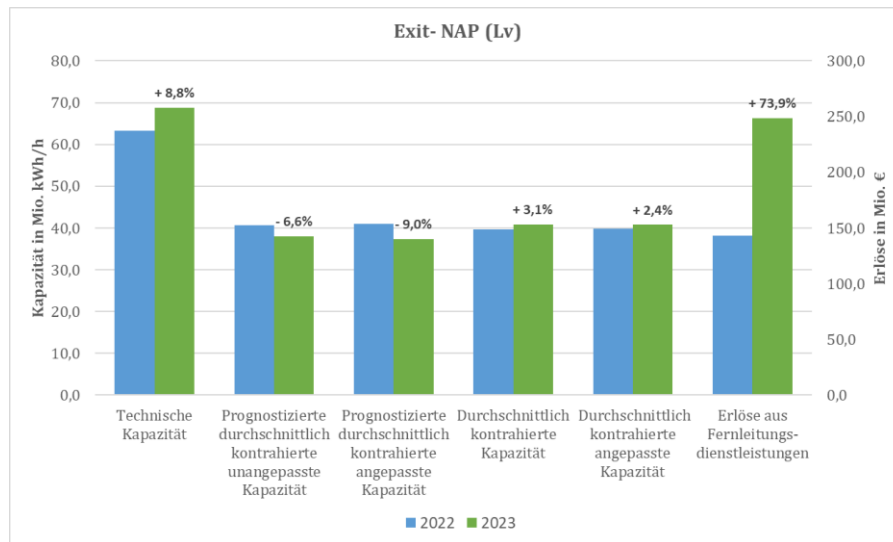


Abbildung 28: Kapazitäten und Erlöse Exit NAP (Lv)

2.6. Biogas und Power-to-Gas

An den Netzanschlusspunkten für Biogas sind kaum Abweichungen zum Vorjahr 2022 erkennbar. So steigen die technische Kapazität (+0,9%) und die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität um 1,7% (unangepasst) leicht an. Die prognostizierte durchschnittlich kontrahierte Kapazität (angepasst) sinkt dagegen um 6,4%. Die durchschnittlich kontrahierte Kapazität (unangepasst: -0,7%; angepasst: +0,0%) weist nur geringfügige Abweichungen zum Jahr 2022 auf. In absoluten Zahlen ist die Kapazität mit 0,27 Mio. kWh/h bis 0,34 Mio. kWh/h zudem vergleichbar gering.

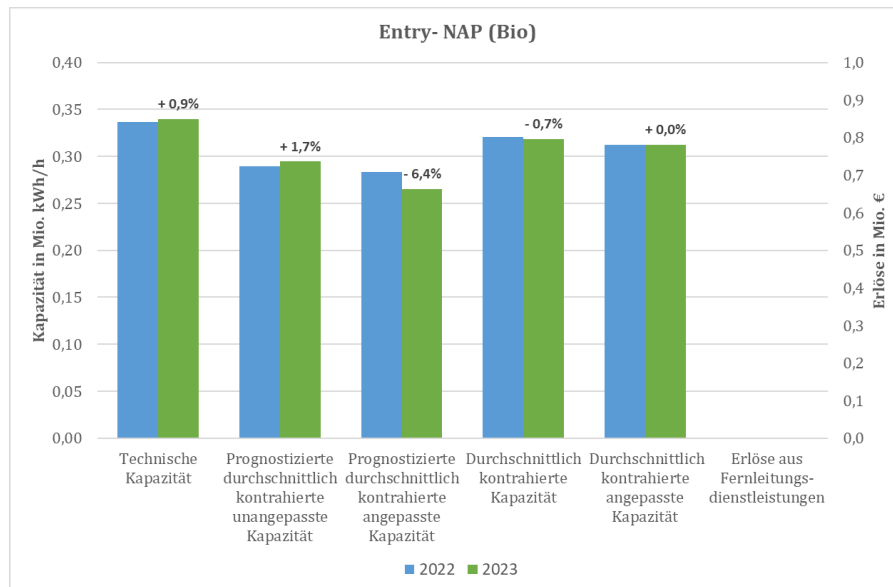


Abbildung 29: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (Bio)

Noch geringer als beim Biogas sind die verzeichneten Kapazitäten an Power-to-Gas-Anlagen (ca. 0,01 Mio. kWh/h). Die technische Kapazität weist zum Vorjahr einen Rückgang von 26,7% auf. Sämtliche Kapazitäten sind im Jahr 2023 nahezu unverändert bzw. weisen einen geringen Anstieg auf.

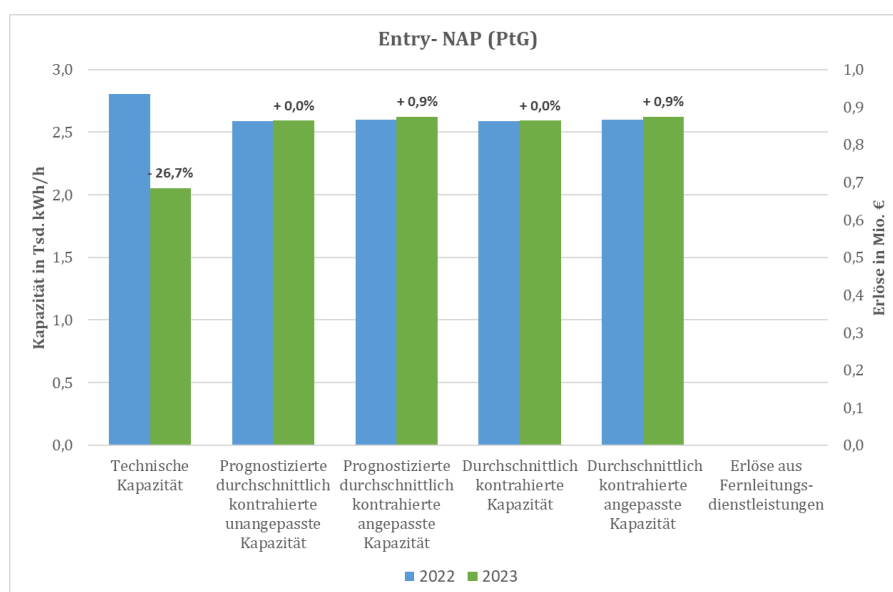


Abbildung 30: Kapazitäten und Erlöse Entry NAP (PtG)

Für die Netzanschlusspunkte Biogas und Power-to-Gas fallen gem. Tenorziffer 1 Satz 3 der Festlegung REGENT 2021 keine Erlöse an. Allerdings sind gemäß Tenorziffer 10b) Satz 7 der Festlegung REGENT 2021 die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiung für Biogas und Power-to-Gas in diesem Bericht anzugeben. Auf Basis der tatsächlichen Vermarktung sind durch die Entgeltbefreiung Erlöse in Höhe von 1.899.819 € entgangen. Dies entspräche einem Anteil von 0,05% der Summe der tatsächlichen Erlöse aus Fernleitungsentgelten aller FNB.