

Gutachten zur Ermittlung des elektrizitätswirtschaftlichen Bedarfs der 380-kV-Leitung von Bünzwangen nach Goldshöfe (EnLAG-Projekt Nr. 24)

für das Landratsamt Ostalbkreis

Präsentation im Landratsamt Aalen, 18.9.2014

Heinz Stigler, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz

Zielrichtung des Gutachtens

- ist **kein** Gutachten „gegen TransnetBW“
- ist **kein** Gutachten „für Gegner der Leitung“
- ist **ein** Gutachten für Gebietskörperschaften (Landratsamt Aalen und Interkommunale Interessensgemeinschaft aus Ostalbkreis, Kreis Göppingen und Rems-Murr-Kreis sowie betroffenen Städten und Gemeinden)

- fachlich, sachlich, objektiv: keine Meinung, sondern Ergebnisse von Rechnungen

Quelle: ATLANTIS, IEE/TU Graz

Inhalt

- Annahmen für das Gutachten
 - Strombedarf
 - Erneuerbare Energien
 - Netz und Leitungen

- „Normalrechnungen“ und Rechenergebnisse

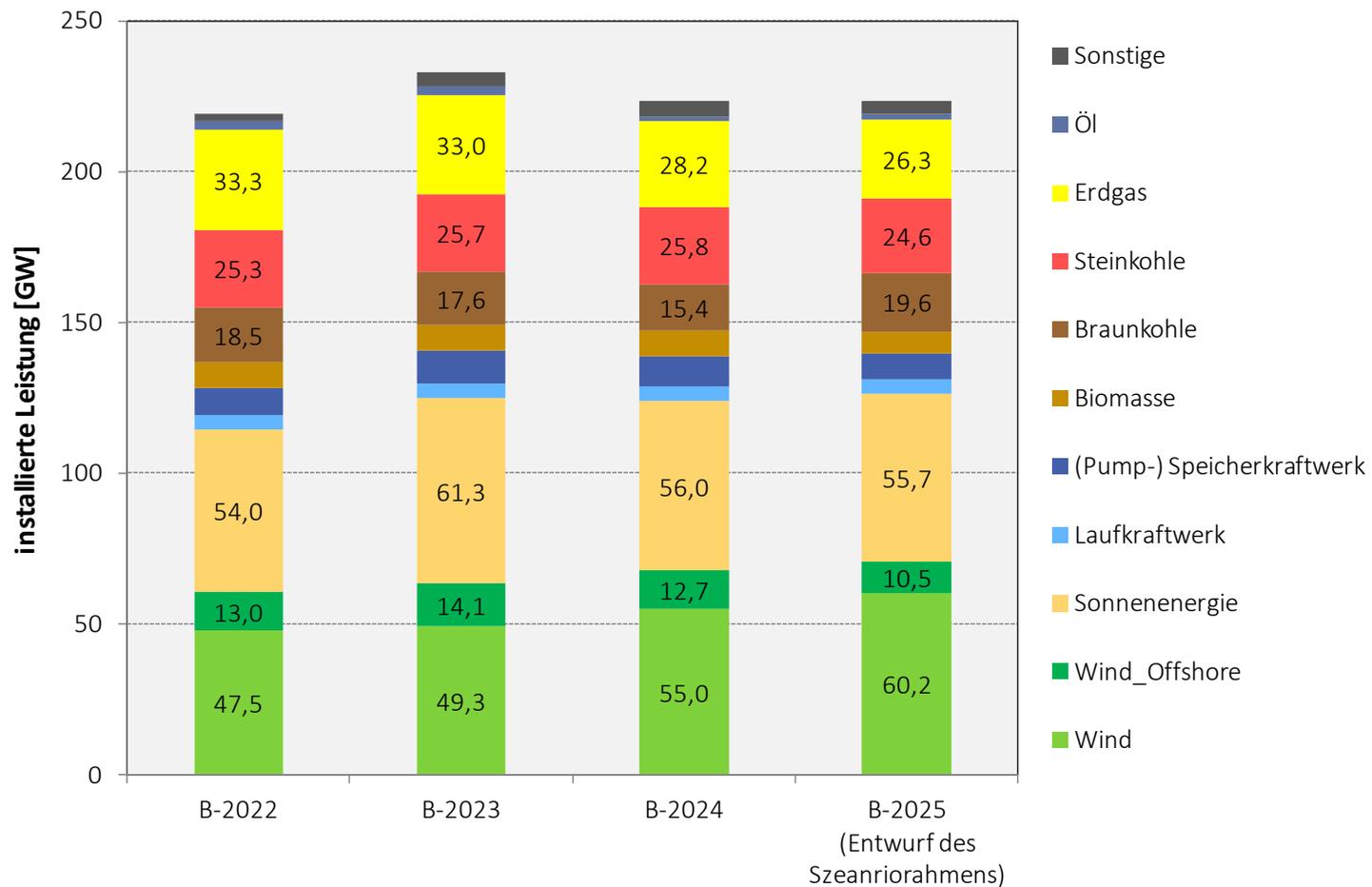
- Extremfallrechnungen und Rechenergebnisse

- Kritik an Methodik und Vorgangsweise

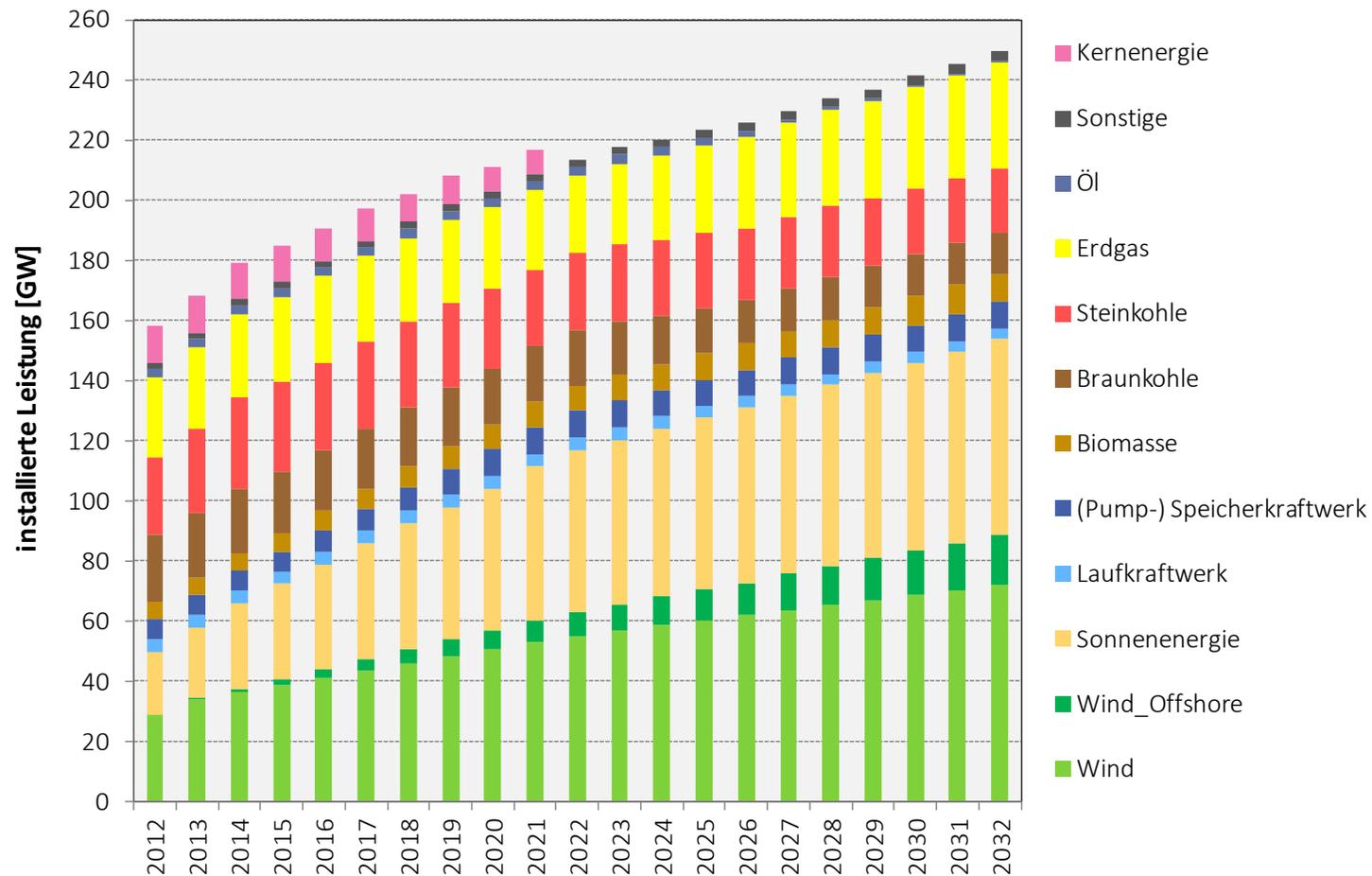
Annahmen für das Gutachten

- Strombedarf: alle Rechnungen wie 2012 (548 TWh_{netto} entsprechend NEMO-I-Gutachten; **wie Szenariorahmen 2015**)
- Leitungen: „**Startnetz**“ (= Bestand + EnLAG-Ltgen) + **lt. BBPI-Gesetz 2013**: HGÜ-Leitungen + Netzausbau
- Erneuerbare Energien: Entwurf BReg zum **EEG-neu**
- konventioneller Kraftwerkspark: **lt. BBPIG 2013** plus Tendenzen des aktuellen Szenariorahmens 2015

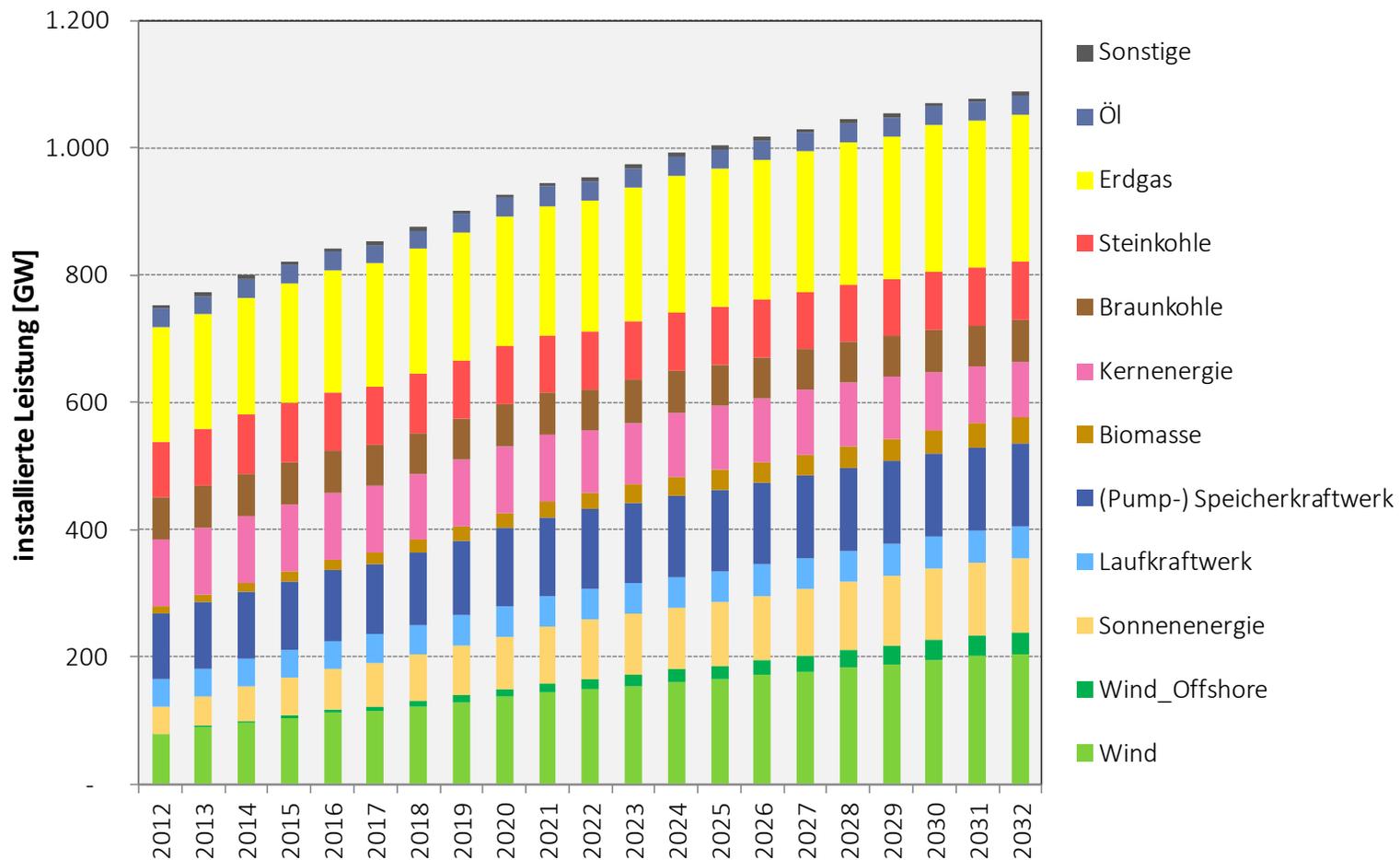
Kraftwerke 2022/25 in den Szenariorahmen NEP12, NEP13, NEP14, Entwurf NEP 2015



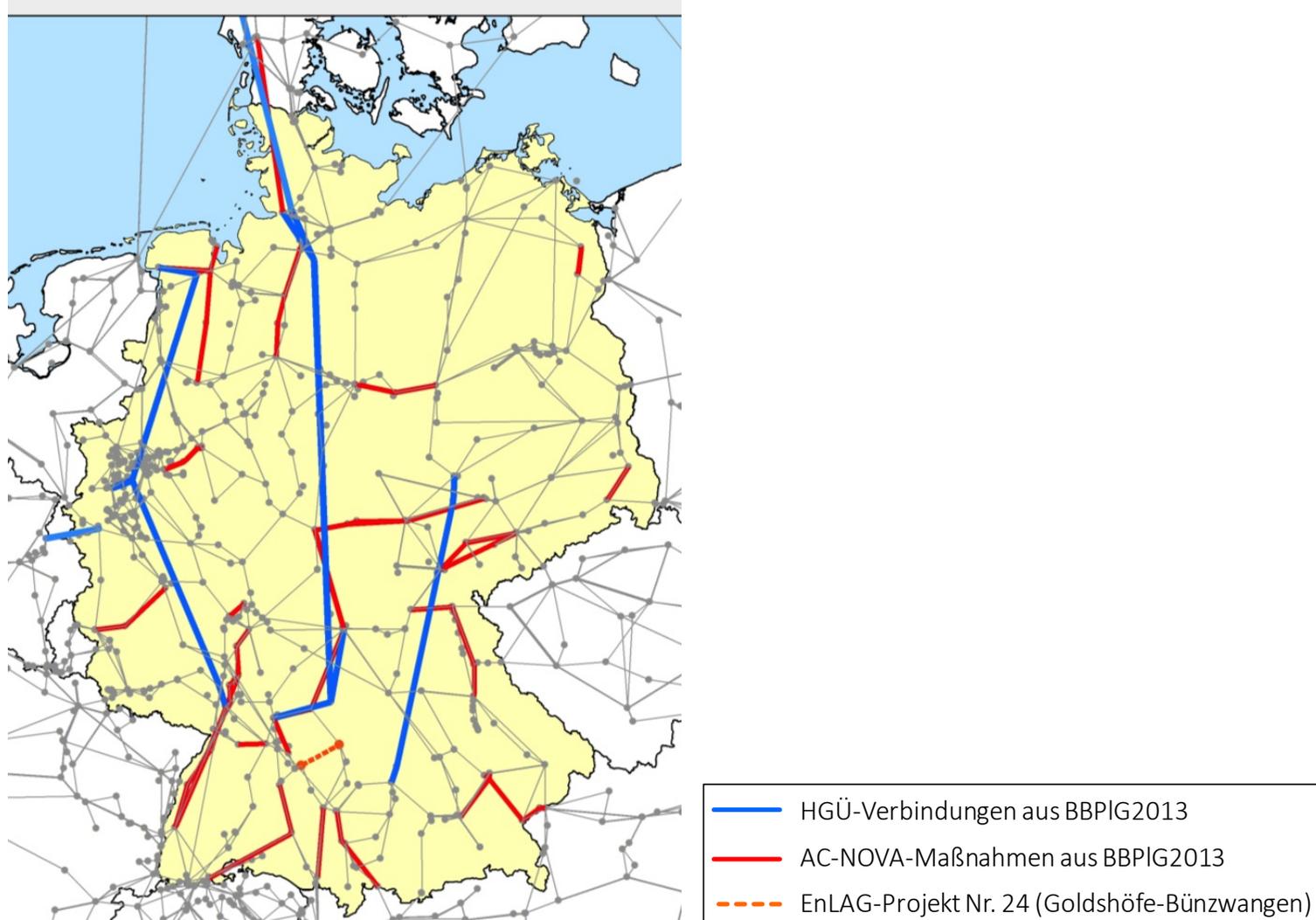
zu Grunde gelegte Entwicklung des KWParks mit Entwurf EEG-Reform und Entwurf Szenariorahmen 2015



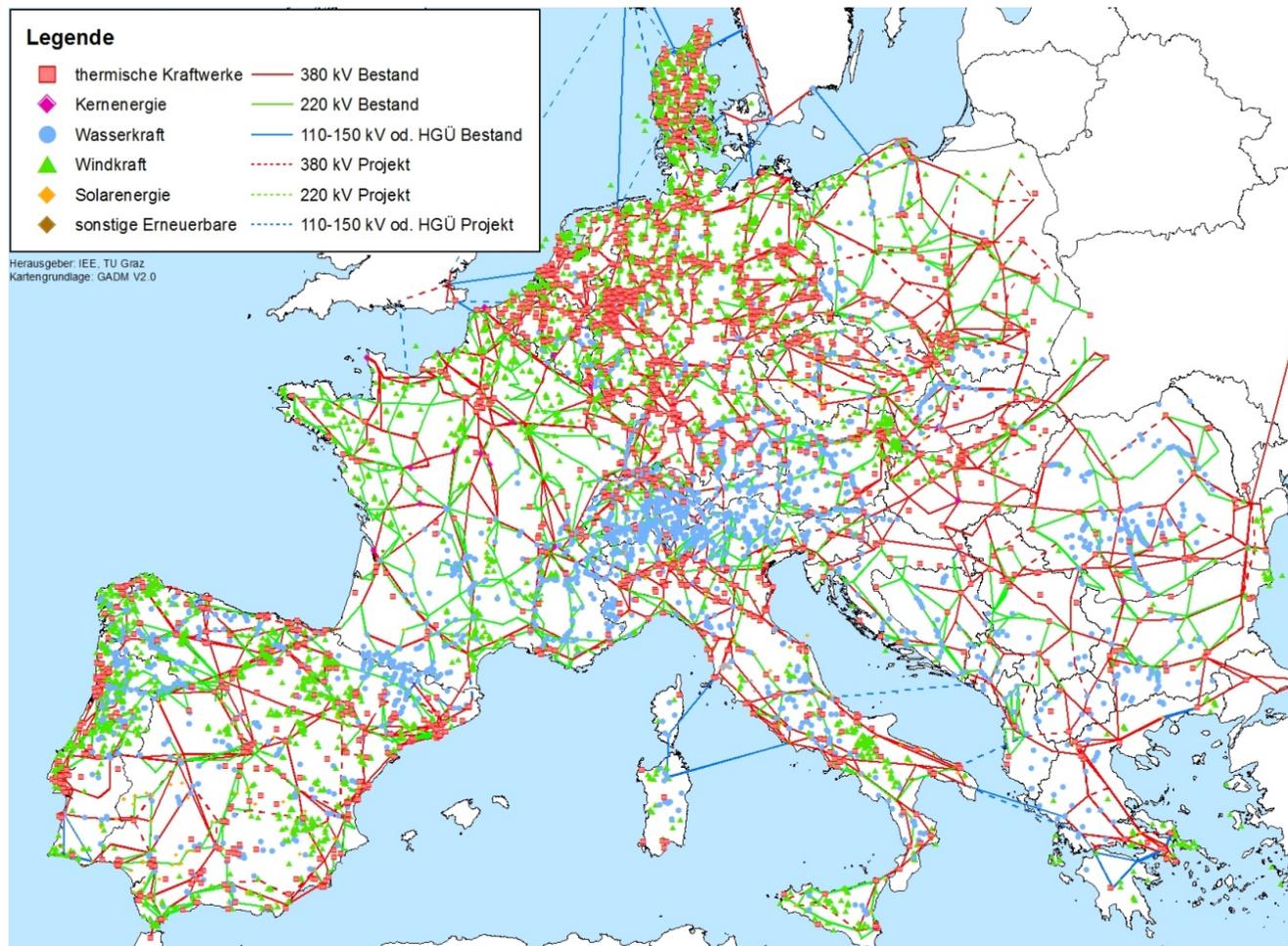
Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa im Zeitraum 2012 bis 2032



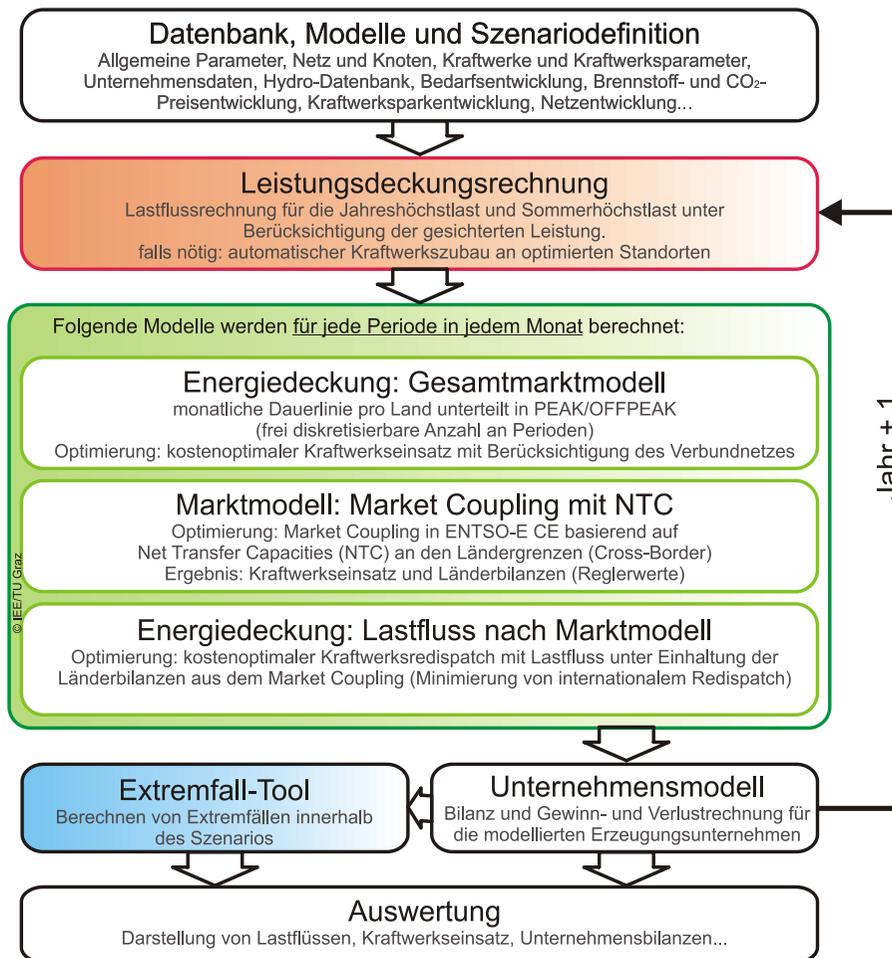
220/380-kV-Netz (Bestand samt EnLAG 2009; ohne EnLAG Nr. 22: wurde mit BBPIG 2013 aus EnLAG gestrichen) und **NOVA-Netzprojekte** des **BBPIG 2013**



Kontinentaleuropäischer Kraftwerkspark und Höchstspannungsnetz im Modell



Vereinfachtes Blockfließbild des Simulationsmodells ATLANTIS



Berechnungsablauf 2012 – 2032 (4 Fälle je Monat, 21 Jahre)

1. Erzeugung der Erneuerbaren Energien
2. Erz. therm. Kraftwerke nach ansteigenden Kosten
3. bei Netzengpässen → *Redispatch* von Kraftwerken
(= Minderung vor, Erhöhung nach Netzengpass):
kostenminimal und national vor international
4. Berechnungen mit / ohne EnLAG Nr. 24
5. Ermittlung der Leitungsbelastungen auf EnLAG 24
6. 1. Extremfallrechnungen PV im Umkreis der Leitung
7. 2. Extremfallrechnung Export Richtung F und CH



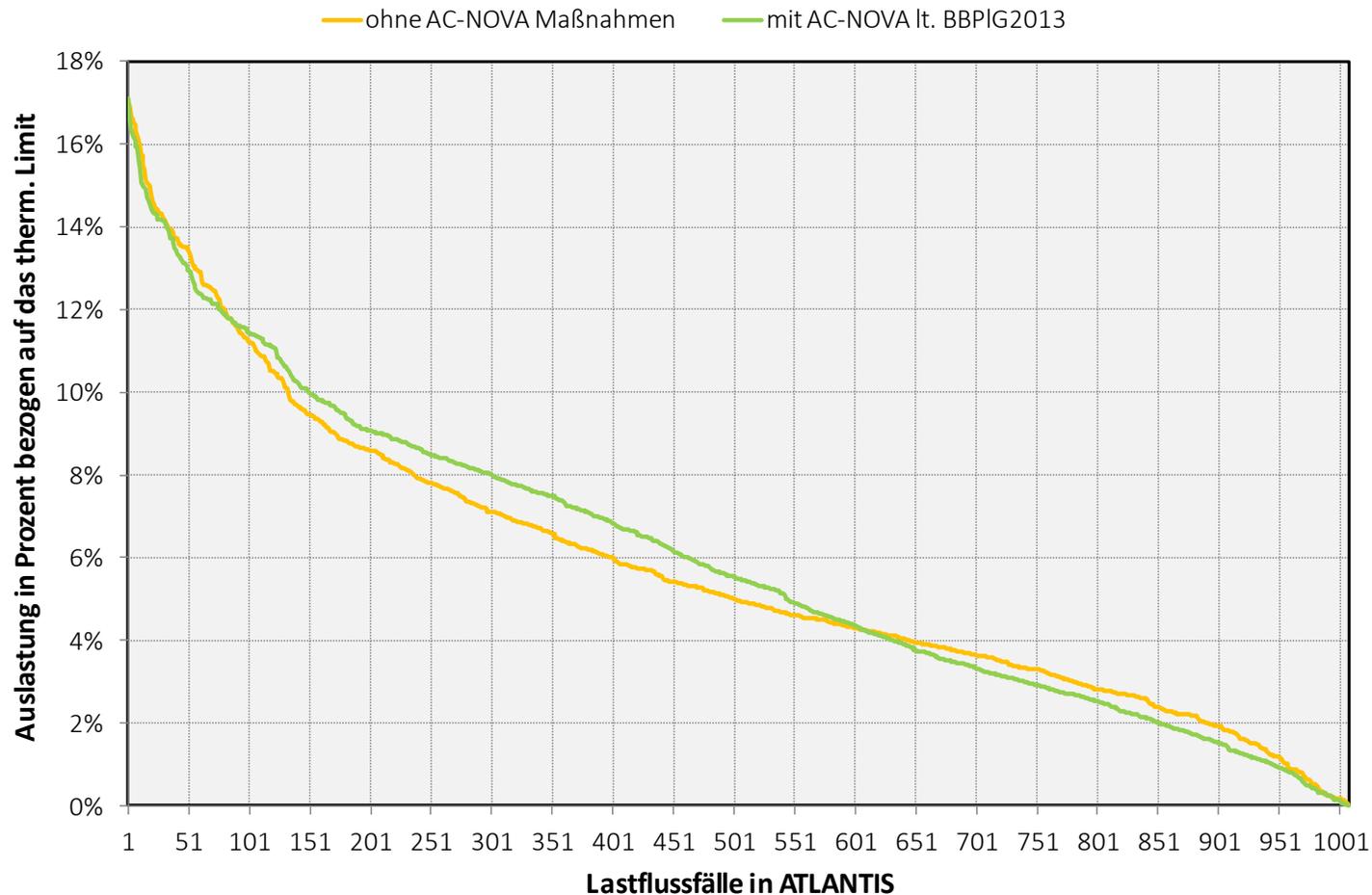
Redispatchmenge ohne/mit EnLAG Nr. 24 **MIT** HGÜ-Leitungen, **OHNE** AC-NOVA



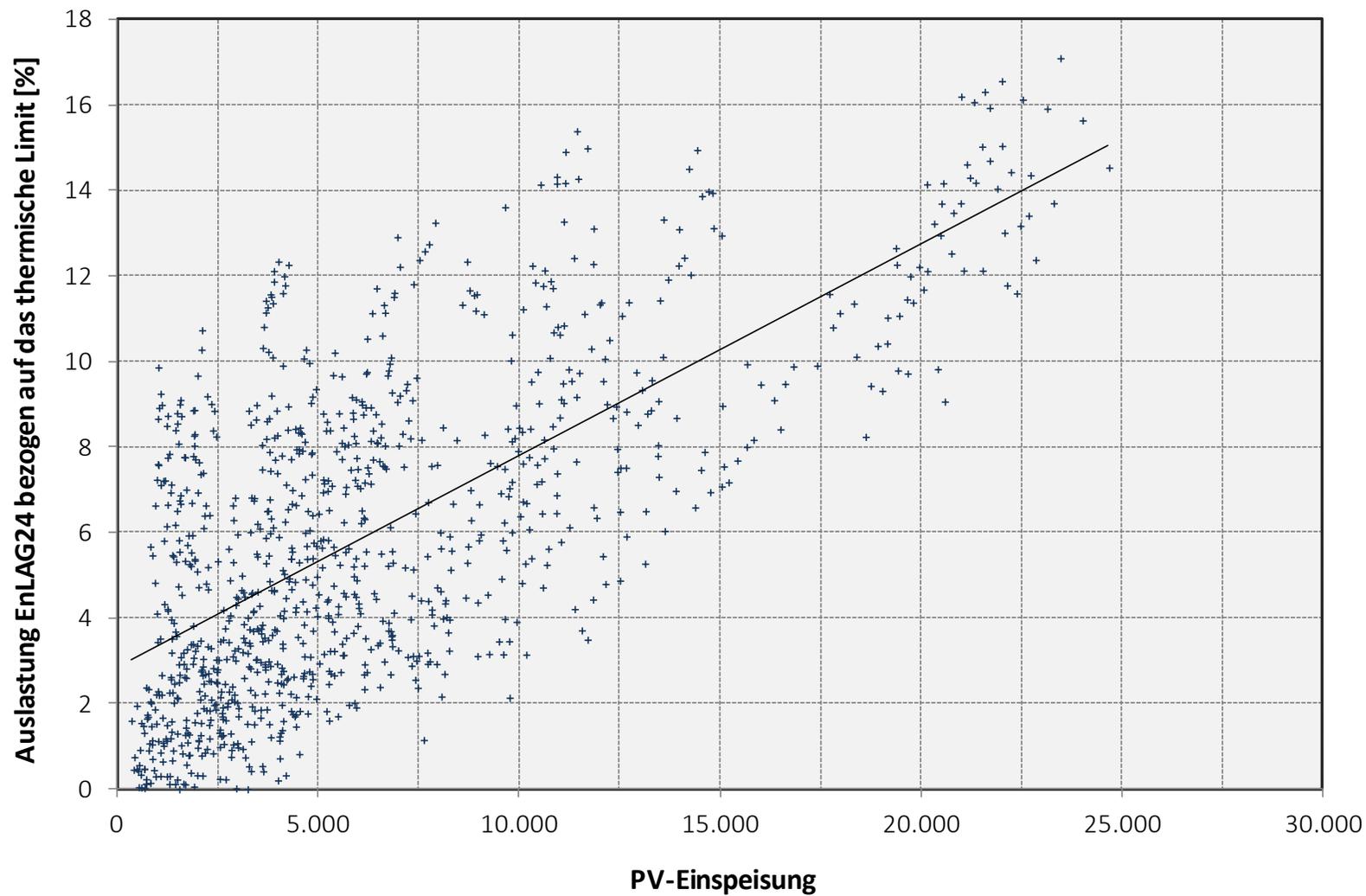
Redispatchmenge ohne/mit EnLAG Nr. 24 **MIT** HGÜ-Leitungen, **MIT** AC-NOVA



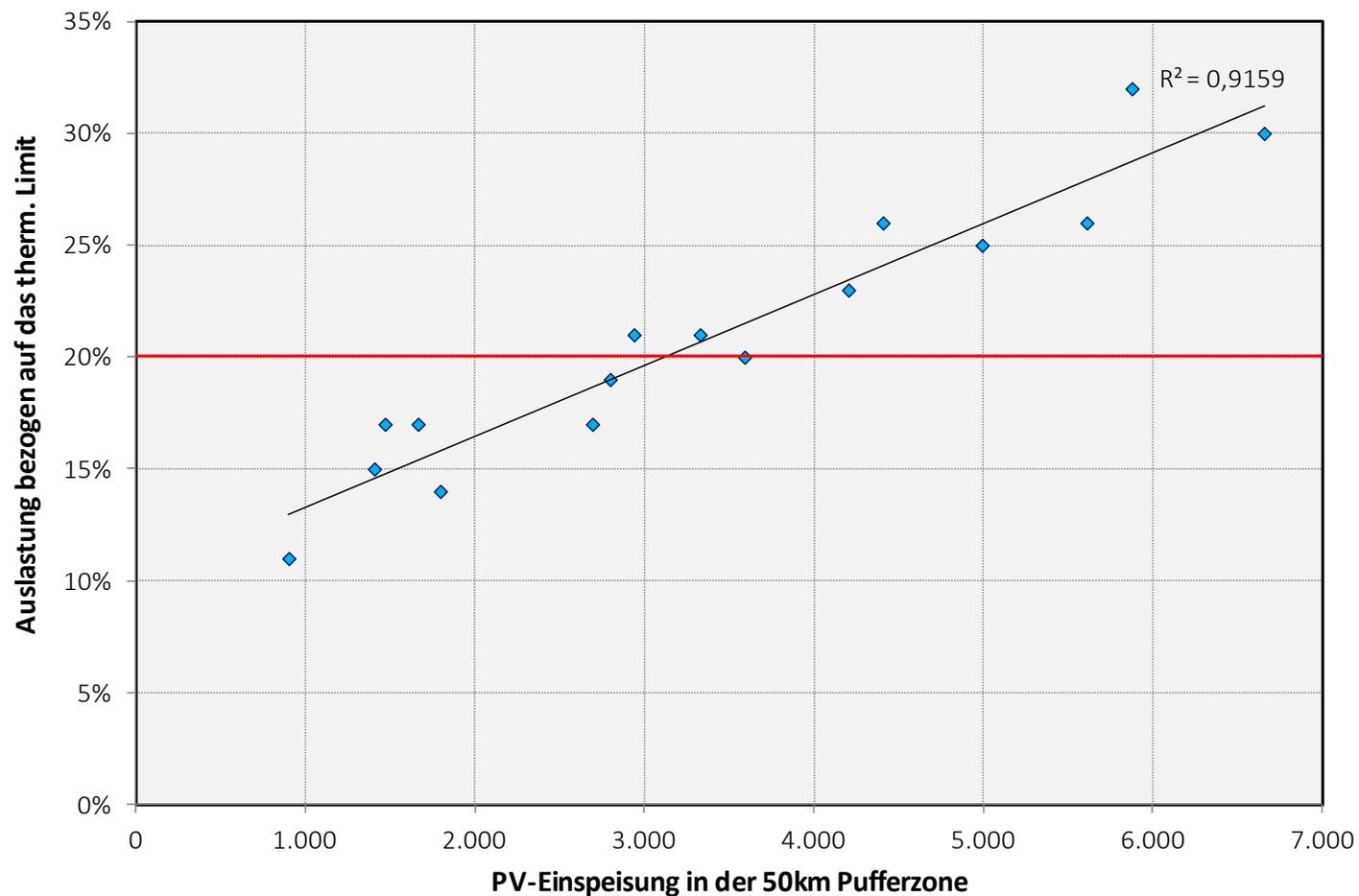
Auslastung der EnLAG-Leitung Nr. 24 von Goldshöhe nach Bünz-wangen (durchschnittl. EE-Erzeugung); **mit** HGÜs **mit / ohne** AC-NOVA-Maßnahmen laut BBPIG2013



Auslastung EnLAG-Leitung Nr. 24 und PV-Einspeisung



1. Extremfallrechnungen: netzauslegungsrelevante Netznutzungsfälle
 lt. NEMO-I-Studie: hoher Verbrauch; hohe Windeinspeisung im Norden;
 hohe Netzbelastung Nord-Süd Richtung F/CH/A; hohe PV-Erzeugung

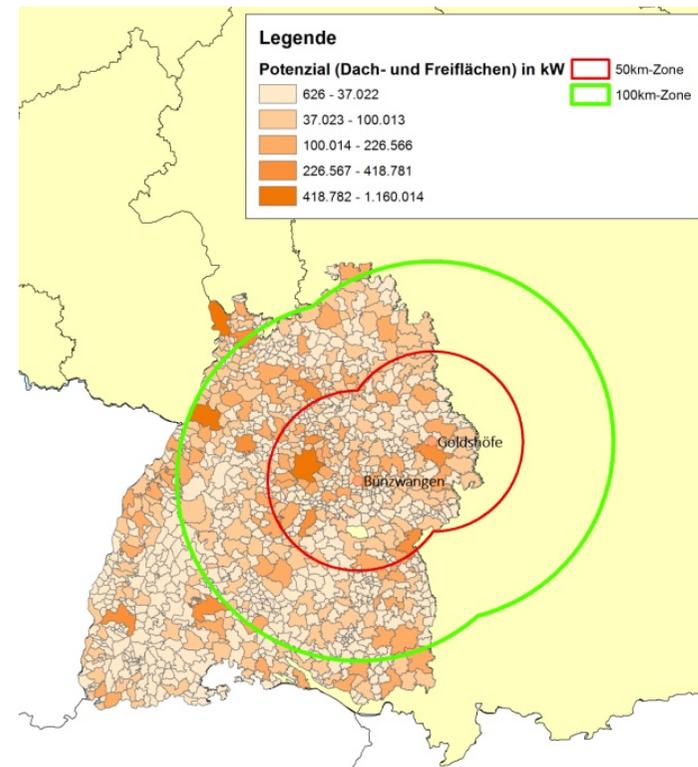
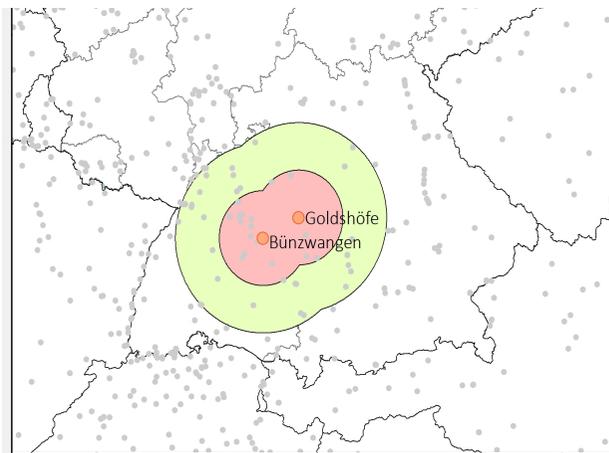


Extremfallrechnungen:

PV-Erzeugung im Umfeld der EnLAG-Leitung Nr.24 weit über Planung

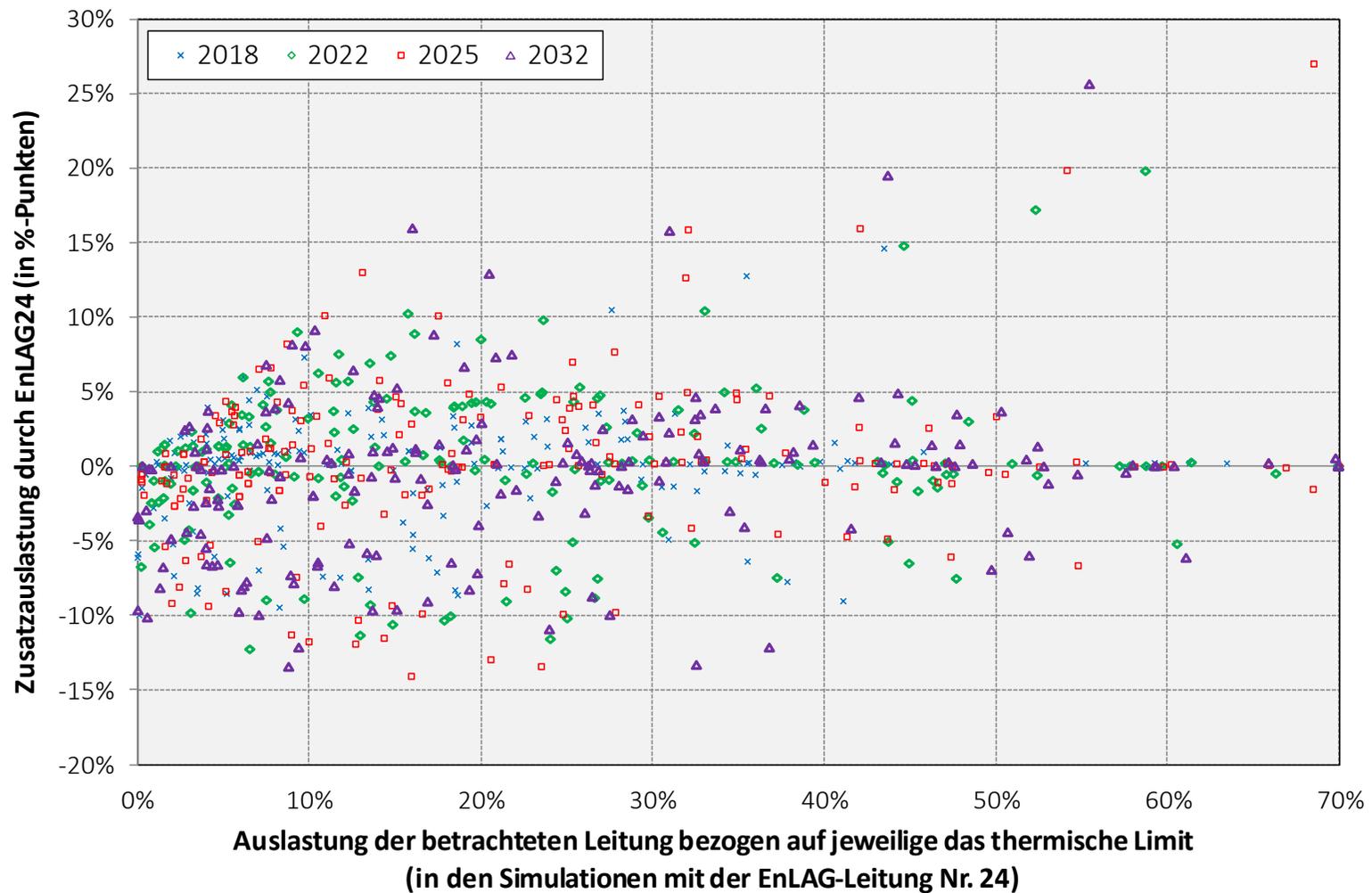
INSTALLIERTE PV-LEISTUNG IN GW	A-202	B-202	C-202
	5	5	5
Baden-Württemberg	6,3	6,4	6,4
Bayern	15,1	15,4	15,4

geplante PV-Leistung in GW in Baden-Württemberg und Bayern im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP2015

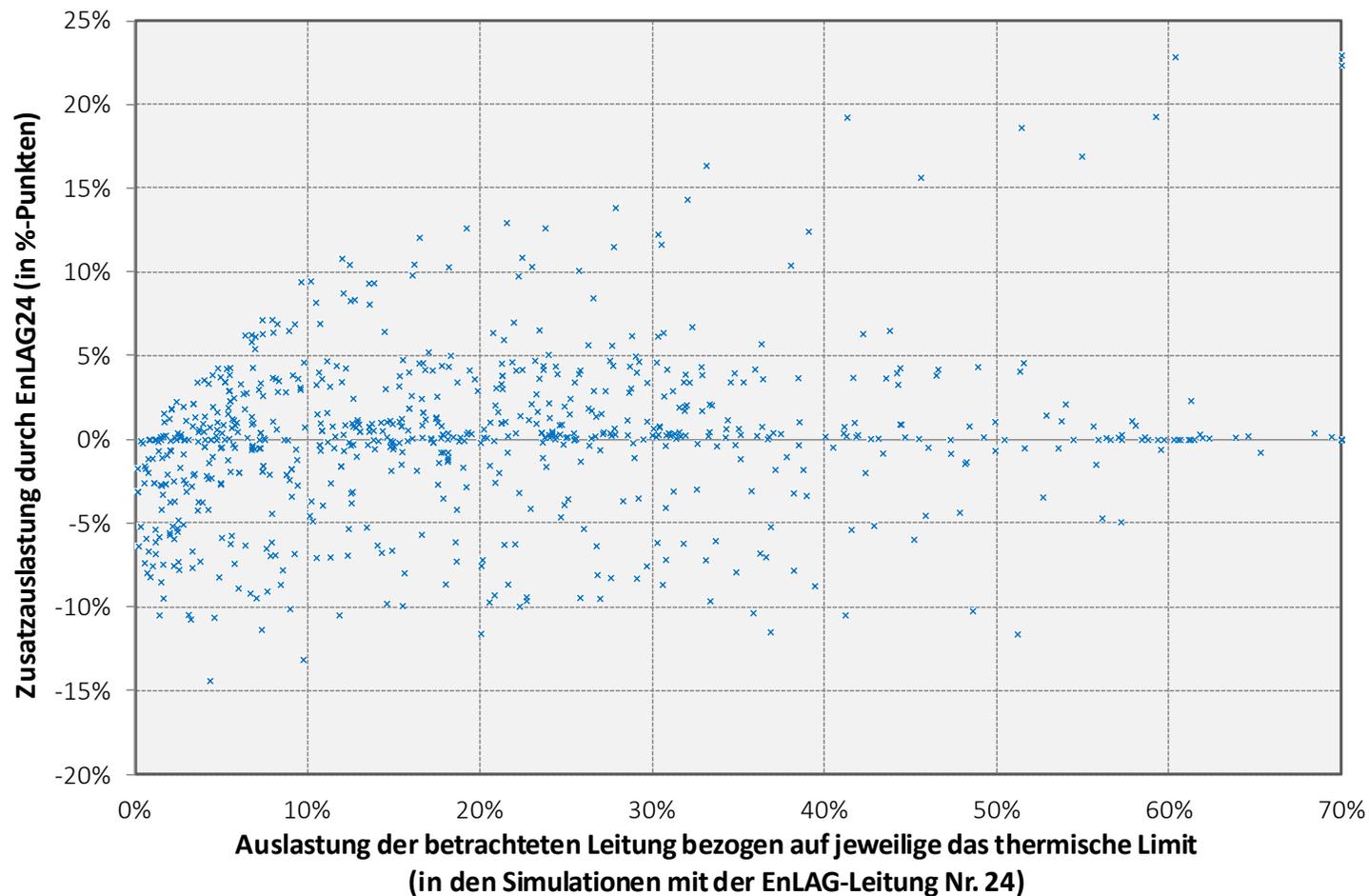


PV-Potenzial auf Dach- und Freiflächen in Baden-Württemberg (23,3 GW)

Extremfallrechnungen: Wirkungen mit/ohne EnLAG-Leitung Nr. 24 auf andere Netzelemente im 50-km-Umkreis

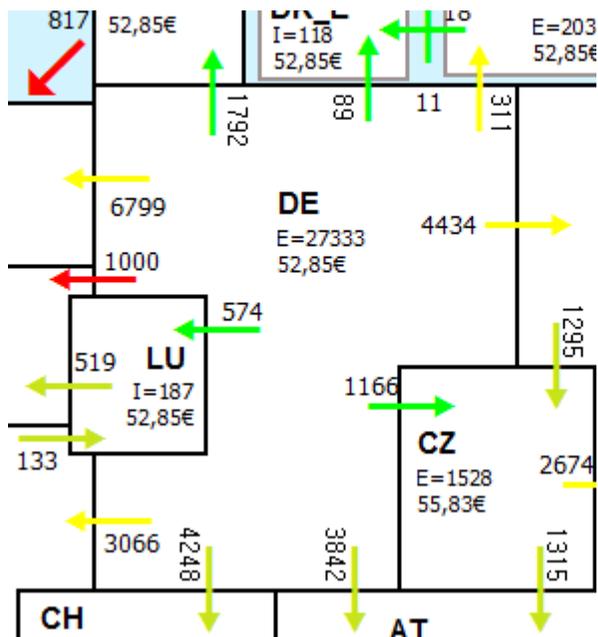


Extremfallrechnungen: Wirkungen mit/ohne EnLAG-Leitung Nr. 24 auf andere Netzelemente im 100-km-Umkreis

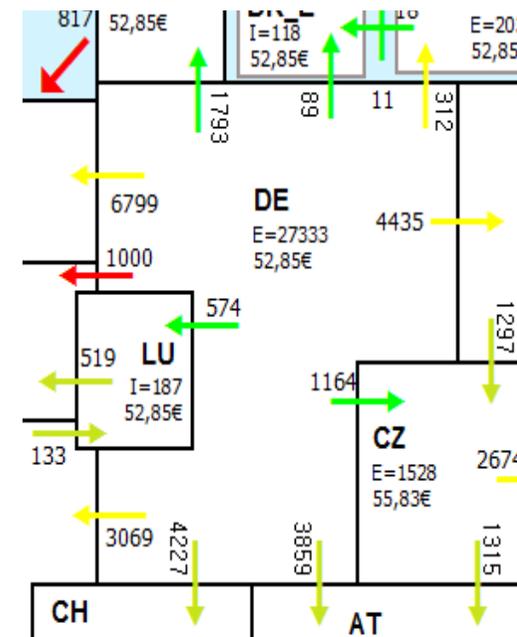


2. Extremfallrechnung: Verdopplung der Handelskapazität Richtung Frankreich und Schweiz **UND** 200 % PV-Einspeisung

mit EnLAG Nr. 24



ohne EnLAG Nr. 24



→ **32 %** Auslastung der EnLAG-Leitung Nr.24; **KEINE** Exportwirksamkeit

„TransnetBW nimmt Stellung zum TU Graz-Gutachten“, 31.7.2014

- BNetzA hat Gleichstrom-Verbindung von Norddeutschland nach Goldshöhe im NEP nicht bestätigt. Diese hat für TransnetBW wesentlichen Einfluss auf die Notwendigkeit des Leitungsneubaus. Dies spiegelt auch das Ergebnis des Gutachtens der TU Graz wider.

Unterschiede zwischen **Methodik der Bedarfsermittlung** und den nationalen und internationalen **Planungsgrundsätzen für Übertragungsnetze**:

- Bei TU Graz wird die im NEP enthaltene HGÜ-Leitung Segeberg - Goldshöhe nicht berücksichtigt. Diese Leitung hat jedoch nachweislich große Auswirkungen auf die Auslastung der Verbindung Bünzwangen – Goldshöhe.
- ... netzplanerische Grundsätze, denen ÜNB bei der Netzplanung nachkommen müssen. Es wird ein **engpassfreies** Netz zur Vermeidung von Eingriffen in den Strommarkt angestrebt.
ad „Redispatch“: „Gesetzlicher Auftrag der ÜNB ist ein bedarfsgerechtes Netz, das allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung steht.“ [EnWiG.: „soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“]
- Das Gutachten der TU Graz untersucht **48 Stunden (Netznutzungsfälle)** pro Jahr, für die eine durchschnittliche Einspeisung erneuerbarer Energien angenommen wird. Im Rahmen der deutschen Netzentwicklungsplanung werden dagegen Netznutzungsfälle für ein ganzes Jahr gerechnet, das heißt, es werden **8760 Stunden** geprüft.
- ... **(n-1)-Kriterium** ist von großer Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung. Diese Mindestanforderung wird im Gutachten der TU Graz nicht berücksichtigt.

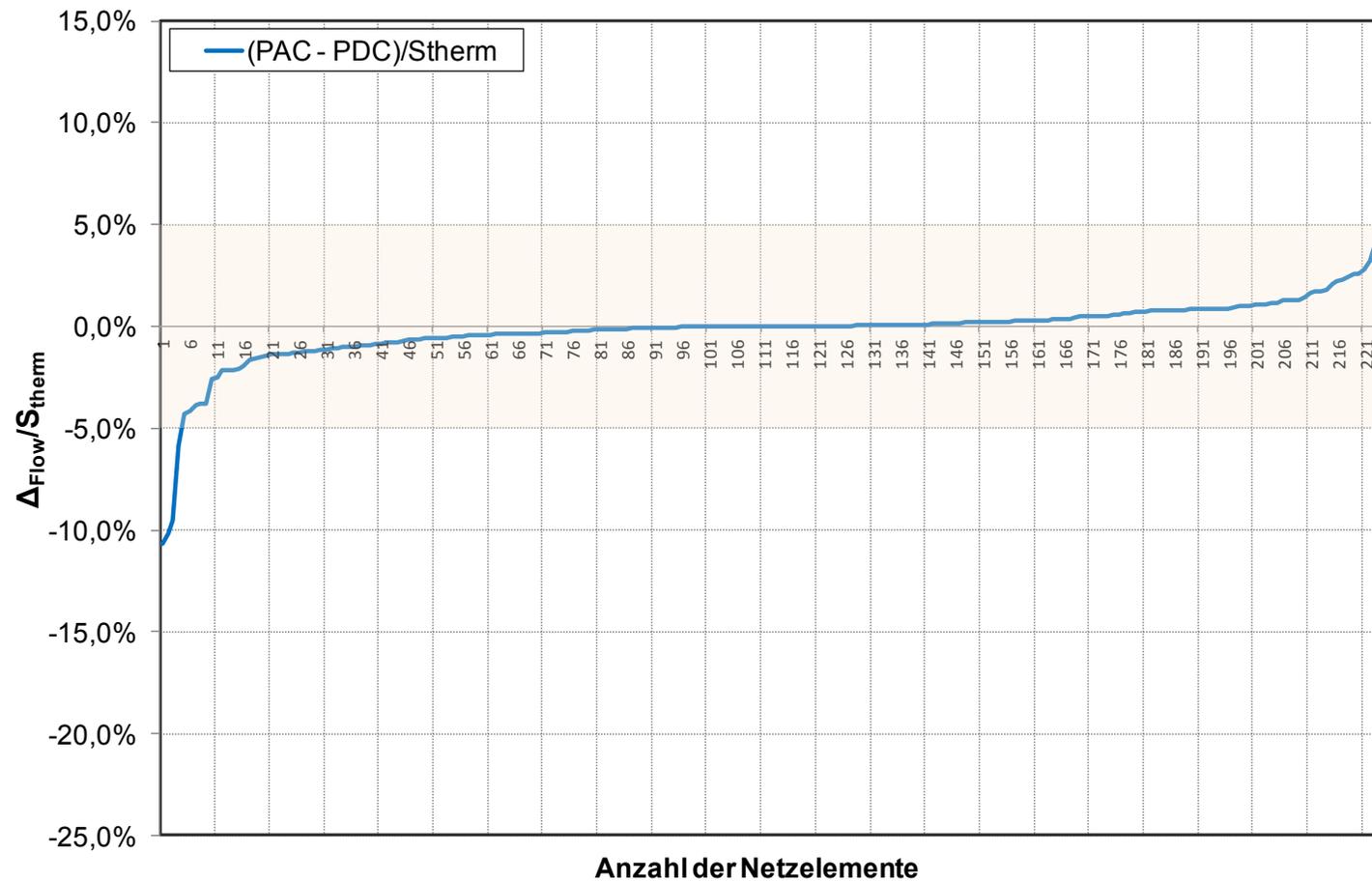
ÜNB-Netzentwicklungsplan 2012, 2. Entwurf, 15.8.2012; S. 102

“Grundsätzliche methodische Vorgehensweise bei der iterativen Leistungsflussberechnung als wesentlicher Punkt einer notwendigen umfassenden Netzanalyse

5. **Einlesen der Ergebnisse der Marktsimulation** (Zuordnung der Leistungseinspeisungen und -entnahmen eines Netznutzungsfalls zu den Knoten) C 2022 in das Netzmodell,
8. Durchführung von Leistungsflussberechnungen für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle mit dem aktualisierten Netzmodell (**Startnetz zuzüglich der vorläufigen HGÜ-Übertragungstrecken**) zur Ermittlung des Ausbaubedarfs des Drehstromnetzes (380-kV-AC-Netz); dabei wird sukzessive geprüft, ob Maßnahmen im AC-Netz vorläufige HGÜ-Übertragungstrecken ersetzen können,
9. Einarbeitung der resultierenden **HGÜ-Übertragungstrecken und des AC-Netzausbaubedarfs** in das Netzmodell C 2022,
10. Durchführung von Leistungsflussberechnungen für alle **8.760 Stunden/Netznutzungsfälle** des Jahres zur Ermittlung der Betriebsmittelauslastungen im Grundfall, d. h. **keine Überprüfung der Einhaltung des (n-1)- Kriteriums** im Sinne der Planungsgrundsätze,
11. Auswertung der Leistungsflussberechnungen und Prüfung auf **kritische Netznutzungsfälle mit hohen Betriebsmittelbelastungen im Grundfall** als Indikator sowohl für eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit als auch der Vorgaben der transienten Stabilität; erfahrungsgemäß ist das **(n-1)-Kriterium nicht mehr erfüllt, wenn bereits im Grundfall die Betriebsmittelbelastung größer als 70 % der Nennbelastbarkeit ist,**
12. Überprüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums und der Vorgaben der transienten Stabilität für das ausgebaute Übertragungsnetz für **auslegungsrelevante Netznutzungsfälle**, ... „

Qu.: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf

Abweichungen zwischen gemessenem Wirkleistungsfluss und berechnetem DC-Lastfluss in Testnetz mit über 200 Netzelementen



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

