

Potenzial der Kernenergie in der deutschen Energiewende

Dr.-Ing. Norbert Aust, WePlanet-DACH

Zusammenfassung

Die Kernenergie ist eine im Betrieb praktisch emissionsfreie und zudem kostengünstige Möglichkeit der Stromerzeugung, die jedoch infolge des deutschen Atomausstiegs in keinem Szenario zur Energiewende untersucht wird. Als Ausgangspunkt für Überlegungen zu einem vielleicht denkbaren erneuten Einsatz wird anhand eines Beispielszenarios mit einfachen Annahmen abgeschätzt, ob wirtschaftliche Vorteile möglich sein könnten. Es zeigt sich, dass der Aufwand sowohl bei den regenerativen Erzeugern als auch bei den Speichern und beim Ausbau des Übertragungsnetzes deutlich reduziert werden kann. Die Abschätzung ergibt, dass sich günstigere Erstinvestitionen ergeben, wenn die Investition für Kernkraftwerke (KKW) unter € 7.400,- pro kW liegt. Auf die Lebensdauer der KKW betrachtet, ergeben sich Vorteile, wenn die Gesamtinvestitionen während deren Lebensdauer inklusive Brennstoffmaterial und ggf. Retrofit bei unter € 12.430,- pro kW liegen.

Annahmen

In einer einfachen Abschätzung soll ermittelt werden, ob und in welchem Ausmaß der Einsatz der Kernenergie zur Stromversorgung die deutsche Energiewende positiv beeinflussen könnte. Dazu wird in einer eher einfachen und groben Analyse eines beispielhaften Szenarios betrachtet, welche Maßnahmen reduziert werden könnten, wenn KKW neu errichtet oder, soweit noch möglich, außer Betrieb genommene KKW wieder zur Stromerzeugung herangezogen werden würden.

Baisszenario: T45-Strom des Konsortiums um das Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovation, das im Februar 2024 der Öffentlichkeit vorgestellt wurde¹ und somit derzeit auf dem neuesten Stand ist.

Annahme: An den Standorten der früheren Kernkraftwerke und der Braunkohlekraftwerke werden Kernkraftwerke gleicher Leistung errichtet und (oder wieder) als Grundlastkraftwerke in Betrieb genommen. Dies waren in 2010, vor Beginn des Atom- und Kohleausstiegs Kernkraftwerke einer Gesamtleistung von 21,5 GW und Braunkohlekraftwerke mit zusammen 22,7 GW². Es wird eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 85 % unterstellt. Damit ergibt sich

Stromerzeugung:	330 TWh pro Jahr
Durchschnittliche eingespeiste Leistung:	37,6 GW

1 ISI_WEB

2 ISE_2010

Vorgehensweise

Sämtliche Einzelwerte zur Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2045 sind dem Foliensatz des Webinars zum Energieangebot entnommen³. Einzelne Kostenansätze sind hingegen nur in einer älteren Version enthalten⁴. Weiterhin wurden die Daten zum Verlauf der Stromerzeugung in Deutschland⁵ und Europa⁶ heruntergeladen und rechnerisch ausgewertet.

Ersatz Wind- und Solaranlagen

Der Strom, der in den angenommenen KKW produziert wird, braucht nicht in Wind- und Solaranlagen erzeugt zu werden, weswegen weniger dieser Anlagen benötigt werden. Die hauptsächlichlichen Träger der regenerativen Erzeugung produzieren im Modelljahr zusammen 1042 TWh⁷. Die Produktion aus den angenommenen KKW ersetzen davon 330 TWh, also 31,7 %. Ohne weitere Optimierung wird diese Senkung auf alle drei Energieträger (Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik) prozentual aufgeteilt (s. Tabelle 1). Für die Kostensätze sind jeweils die für 2035 modellierten Kosten angesetzt, in der Annahme, dass sie einen Durchschnitt für die gesamte Errichtungszeit darstellen. Für die Photovoltaik wurde ein entsprechend den Potenzialen für Dach- und Freiflächenanlagen gemittelter Kostensatz verwendet. Da die heute bestehenden Anlagen bis 2045 alle ihre Lebensdauer von etwa 20 Jahren erreicht haben werden, wird der Anlagenbestand nicht in Ansatz gebracht. Es ist weiter zu berücksichtigen, dass die Lebensdauer eines KKW etwa das Dreifache der Lebensdauer von Solar- und Windanlagen beträgt. Da bei deren fälligen Retrofits sicher viele Bestandteile weiter verwendet werden können, wird für die langfristige Investition nur vom Doppelten der Erstinvestition ausgegangen.

	Installiert [GW] ⁸	Erzeugung [TWh] ⁹	Entfall 31,7% [GW]	Spez. Kosten [€/kW]	Entfall Erstinvest [Mrd €]	Entfall LangfristInv. [Mrd €]
Wind an Land	160	417	50	1200 ¹⁰	60	120
Wind auf See	70	245	22	2750 ¹¹	60,5	121

3 ISI_Folien_2024

4 ISI_Folien_2022

5 ISI_DEU

6 ISI_EU

7 ISI_Folien_2024: Folie 15, T45-Strom (Update): Jahr 2045

8 ebd. Folie 16; T45-Strom (Update): Jahr 2045

9 ISI_DEU: Eigene Auswertung

10 ISI_Folien_2022: Folie 17; Jahr 2035

Solar	400	380	127	585 ¹²	74	148
-------	-----	-----	-----	-------------------	----	-----

Tabelle 1 Einsparungen durch den Entfall von regenerativen Erzeugern

In Summe ergibt sich eine Senkung der Erstinvestition um 194,5 Mrd EUR, bei Berücksichtigung des fälligen Retrofits der regenerativen Erzeuger 389 Mrd EUR.

Ersatz der back-up Kraftwerke

Im T45-Szenario werden Wasserstoffkraftwerke als Back-Ups eingesetzt. Diese laufen im Wesentlichen in den kalten Monaten November bis Februar¹³. Insgesamt werden durch die Rückverstromung von Wasserstoff 40 TWh erzeugt, die Leistung beträgt maximal knapp 55 GW.¹⁴ Wenn durch die Kernkraftwerke eine gesicherte Leistung von 37,6 GW bereitgestellt werden kann, sind hiervon nur noch 17,4 GW installierter Leistung erforderlich. Um überhaupt den erforderlichen Wirkungsgrad der Verstromung von 60 % zu erreichen, müssen Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) errichtet werden, bei denen die heißen Abgase einer Gasturbine einen konventionellen Dampfkreislauf heizen. Für die spezifischen Kosten einer solchen Anlage wurden € 700,- pro installierter Kilowattstunde aus der Literatur ermittelt¹⁵

Des Weiteren braucht der für die Rückverstromung eingesetzte Wasserstoff nicht erzeugt zu werden, was die in Elektrolyseuren zu installierende Leistung reduziert. Für die Erzeugung von Wasserstoff werden im Modelljahr 219 TWh elektrischer Strom aufgewendet¹⁶. Berücksichtigt man die Umwandlungswirkungsgrade (Elektrolyse: 0,8, Rückverstromung 0,6) entfallen davon 83 TWh auf den wieder zu verstromenden Wasserstoff. Für den verbleibenden Einsatz der Back-Ups genügen 2 TWh Wasserstoff, für deren Erzeugung etwa 4 TWh Strom erforderlich sind. Folglich sind nur noch 140 TWh für die Erzeugung des Wasserstoffs aufzuwenden, was eine Reduktion der erforderlichen Leistung um 36 % bedeutet. Der aus der Literatur gewonnene Kostensatz von € 500,- pro KW¹⁷ erscheint jedoch stark risikobehaftet, da jedwede Erfahrung aus Bau und Betrieb von Elektrolyseuren dieser Größenordnung fehlt. Auch hier wird von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen, so dass bei Weiterverwendung wesentlicher Komponenten für die Langfristinvestition vom doppelten Satz ausgegangen wird.

11 ebd. Folie 18, Jahr 2035

12 ebd. Folie 23; Jahr 2035

13 ebd. Folie 72

14 Eigene Auswertung ISI_DEU

15 Spörk_2020, S. 13; niedriger Wert in Erwartung einer Kostendegression

16 Eigene Auswertung ISI_DEU

17 ISE_2022

	Installiert [GW]	Erzeugung [TWh] ¹⁸	Entfall 31,7% [GW]	Spez. Kosten [€/kW]	Entfall Erstinvest [Mrd €]	Entfall LangfristInv. [Mrd €]
Kraftwerke	60 ¹⁹	40	37,6	700	26,3	26,3
Elektrolyseur ²⁰	61	219	22	500	11,0	22,0

Aus dem weitgehenden Ersatz der Back-Up Kraftwerke durch die KKW können bei der Erstinvestition 37,3 Mrd EUR eingespart werden, bei Berücksichtigung der eingeschränkten Lebensdauer der Elektrolyseure ergibt sich eine langfristige Einsparung von 46,3 Mrd EUR.

Naturgemäß muss der nicht mehr für die Rückverstromung benötigte Wasserstoff nicht mehr gespeichert werden, was die notwendige Kapazität der zu erstellenden Speichern reduziert. Allerdings ist dieser nicht mit einfachen Mitteln vorab bestimmbar, denn die Speicher dienen auch zum Ausgleich von Import- und Nachfrageschwankungen aus dem Industriesektor. Allerdings sind die Gestehungskosten für Speicher vergleichsweise gering, obgleich der Prozess eine erhebliche Zeitspanne in Anspruch nimmt²¹. In einer neueren Untersuchung²² wird von einem Investitionsaufwand von € 70,- pro m³ Speichervolumen ausgegangen. Demnach würde der gesamte Zubau der benötigten Wasserstoffspeicher unter 20 Mrd EUR liegen. Eine mögliche Einsparung, die nur einen Bruchteil dieser Summe ausmachen würde, wird hier vernachlässigt.

Verringerung Stromimport

Für den Ausgleich zwischen dem zeitlich schwankenden Bedarf und der volatilen Erzeugung aus regenerativen Quellen wird im Szenario Strom im- und exportiert. Das ist zunächst erstaunlich, denn man sollte meinen, dass in einem weitgehend auf regenerative Energieversorgung umgestellten Europa Mangel- und Überflusssituationen jeweils sehr synchron auftreten. Ein Vergleich zwischen den Dispatch-Kurven für Deutschland²³ und Europa²⁴, beispielhaft etwa für die Woche 16, Stunde 2712, zeigt jedoch, dass dies nach dem Szenario möglich sein soll.

Damit ergibt sich allerdings die Schwierigkeit, wie man die dafür notwendige Investition nur schwer erfassen und bewerten kann. Eingesetzt werden auf europäischer Ebene neben Batteriespeichern und Pumpspeicherwerken auch Power-to-Gas und CSP (Concentrated Solar Power). Bei letzterem

18 wie 8

19 ISI_2024: Folie 30, T45-Strom

20 Eigene Auswertung ISI_DEU

21 [E4C: 10 bis 15 Jahre pro Kavernenspeicher](#)

22 [EWI_2024: S. 22](#)

23 ISI_DEU, Einstellung Woche 16

24 ISI_EU, Einstellung Woche 16

Verfahren wird beispielsweise Salz als Wärmeträger durch konzentrierte Sonnenstrahlen auf hohe Temperatur gebracht, das in dieser Form gespeichert werden kann und bei Bedarf auch nachts zur Stromerzeugung herangezogen werden kann. Als weitere Ausgleichsmaßnahme wird die Erzeugung von Wasserstoff für Anwendungen außerhalb der Stromversorgung nach dem jeweils aktuellen Leistungsangebot gesteuert.

Außer den Pumpspeicherwerken (PSW) müssen alle für den Ausgleich notwendigen Anlagen neu errichtet werden. Die Leistungsabgabe der modellierten europäischen PSW beträgt maximal 50 GW²⁵, was der Turbinenleistung der heute verfügbaren PSW entspricht²⁶.

Man kann vielleicht annehmen, dass die Leistung der in Deutschland installierten KKW die importierte Leistung während Mangelsituationen herabsetzt, ggf. sogar zu einem Export führt, und auf diese Weise eine entsprechende installierte Leistung entweder an CSP-Anlagen oder PtG-Anlagen ersetzen würde.

Im Falle PtG könnten die Elektrolyseure und die GuD_Kraftwerke zur Rückverstromung entfallen. Inwieweit auch regenerative Erzeugungsanlagen entfallen können, ist nicht auf einfache Weise zu ermitteln, da hier der zeitliche Verlauf der im- und exportierten Strommengen in Betracht gezogen werden müsste. Bei wie oben anzunehmenden Erstinvestitionen für Elektrolyseure und Kraftwerke zur Rückverstromung von € 1300,- pro kW, bzw. € 1700,- pro kW für die Langfristinvestition ergibt dies bei einer durchschnittlichen Verfügbarkeit von 85 % Einsparungen von etwa 57,5 Mrd EUR bzw. 75 Mrd EUR.

Laut einer Datenbank gibt es derzeit in Spanien als einzigem europäischen Land in Betrieb befindliche CSP Anlagen, insgesamt sind 51 Kraftwerke mit zusammen 2,4 GW gelistet²⁷. Diese Anlagen sind in der Zeit zwischen 2008 und 2013 errichtet worden, die Investitionskosten lagen bei € 5000,- bis € 6000,- pro kW. Im Szenario sollen sie maximal eine Leistung von 44 GW erbringen. Wenn diese durch die Kernkraftwerke entsprechend deren Nennleistung teilweise ersetzt werden könnten ergäbe dies eine Einsparung von 188 Mrd EUR.

Einsparungen Netzausbau

Im deutschen Übertragungsnetz sind erhebliche Umbau- und Erweiterungsmaßnahmen erforderlich, um es für die Energiewende zu ertüchtigen. Früher betrug die Netzlast maximal etwa 80 GW und es waren nur kleinere Angebots- und Bedarfsunterschiede über vergleichsweise kleine Strecken auszugleichen. Nach der Energiewende müssen bei Spitzenbedarfen von über 200 GW großflächige Stromtransporte zwischen Nord- und Süddeutschland möglich sein. Der neueste Netzentwicklungsplan (NEP) weist dafür zusätzliche, über bereits früher beschlossene

25 ISI_EU, eigene Auswertung

26 ENTSOE_2022

27 NREL_2024

Maßnahmen hinausgehende Investitionsbedarfe von 145,1 Mrd EUR für das Offshore-Netz²⁸ bzw. 106,1 Mrd EUR für das Onshore-Netz²⁹ aus.

Beim Einsatz von KKW an den früheren Standorten großer Grundlastkraftwerke kann davon ausgegangen werden, dass die Hoch- und Höchstspannungsleitungen zum Anschluss an das Übertragungsnetz entweder noch vorhanden sind oder einfach neu errichtet werden können. Dies dürfte den Ausbau erheblich vereinfachen. Es besteht allerdings die Schwierigkeit, dass die vielfältigen im NEP gelisteten Maßnahmen nicht auf einfache Weise bestimmten Merkmalen des Ausbaus zugeordnet werden können. Zudem werden zu den Maßnahmen im Onshore-Netz keine Übertragungskapazitäten angegeben. Die deutliche Verringerung der Leistung der Offshore-Windparks dürfte jedoch sicher Anzahl und Größe der verschiedenen in diesem Rahmen zu errichtenden Anlagen erheblich reduzieren.

Ohne die Schätzung genauer spezifizieren zu können, sei hier von einer Reduzierung um 15 % der Gesamtinvestition ausgegangen, was in Summe etwa 37 Mrd EUR entspricht.

Ganz schwierig wird es, die Lage in Europa zu beurteilen. Es ist klar, dass der Entfall von Stromerzeuger- und -speicheranlagen auch dort seinen Niederschlag im erforderlichen Netzausbau finden wird. Wenn etwa 40 GW Strom aus CSP-Erzeugern von Spanien nach Deutschland transportiert werden sollen, erfordert dies eine Verbindung, die im Vergleich zum Südlink³⁰ etwa die doppelte Länge bei zehnfacher Übertragungskapazität aufweist. Leider konnten bislang keine Unterlagen über das zukünftig geplante europäische Übertragungsnetz gefunden werden. Auch die Langfristplanung der ENTSOE (Ten Year Net Development Plan- TYNDP) gibt keine sachdienliche Information³¹, so dass hier keine weiteren Schätzungen möglich sind.

Schlussfolgerung

In den vorangegangenen Abschnitten wurde versucht, die sich aus dem Einsatz von KKW zur Deckung der Grundlast, wie es in 2010 durch KKW und Braunkohlekraftwerke der Fall war, ergebenden Einsparungen überschlägig abzuschätzen. In Summe ergaben sich hierbei ersparte Erstinvestitionen von 326,3 Mrd EUR und langfristig, auf die Lebensdauer eines KKW ausgerichtet 549,3 Mrd EUR.

Einsparungen [Mrd EUR] durch	Erstinvestition	Langfristinvestition
Regenerative Erzeuger	194,5	389,0

28 NEP_2037, Seite 98

29 NEP_2037, Seite 132

30 Suedlink

31 TYNDP_2024

PtG Deutschland	37,3	48,3
PtG Europa	57,5	75
Netzausbau Deutschland	37	37
Netzausbau Europa	?	?
Summe	326,3 + x	549,3 + x

Damit ergeben sich wirtschaftliche Vorteile durch den Einsatz der KKW, sofern sie in der Erstinvestition weniger als rd. € 7.400,- pro kW bzw. über die Lebensdauer inklusive Retrofit und Kernbrennstoff weniger als rd. € 12.430,- pro kW kosten. Hinzu kommen sicher erwartbare, aber nur sehr schwer abschätzbare Einsparungen bei Investitionen in europäische Stromerzeuger und Übertragungsnetze.

Zeitstrahl

Häufig ist als Argument gegen den Einsatz der Kernenergie bei der Energiewende zu hören, dass die Anlagen nicht rechtzeitig für die Klimaneutralität im Jahr 2045 und damit zu spät bereitstehen würden. Obwohl sich die Autoren hierzu nicht äußern, zeigt das Szenario eindrücklich, dass die hier simulierte Situation ebenfalls nicht bis 2045 erreichbar ist. Allein der erforderliche jährliche Zubau an den Erzeugeranlagen - etwa 8 GW Windanlagen an Land, 3,5 GW Windanlagen auf See, 20 GW Photovoltaikanlagen - ist ein Vielfaches der bisher erreichten stärksten Zubauraten - und diese müssen über 20 Jahre durchgehalten werden. Hinzu kommt, dass natürlich auf der Abnehmerseite ähnlich starke Umbaumaßnahmen erforderlich sind.

Die Problematik wird deutlicher, wenn man sich eine körperliche Vorstellung von den Anforderungen macht: Bis 2045 sind noch etwa 20 Jahre Zeit, also 1040 Wochen also rund 5.000 Arbeitstage. In diesen 5000 Arbeitstagen müssen

- 7000 Windanlagen auf See zu durchschnittlich 10 MW errichtet werden, um 70 GW Nennleistung zu installieren.
- 40.000 Windanlagen an Land zu je 4 MW errichtet werden, um 160 GW Nennleistung zu installieren.
- Selbst wenn eine Soilaranlage im Schnitt eine Größe von 1 MW hätte, wären 400.000 solcher Anlagen zu errichten, um 400 GW installierte Leistung zu erreichen.
- Auf der Abnehmerseite ähnlich: 20.000.000 oder mehr Heizanlagen müssen auf Wärmepumpen umgerüstet werden.

- Ebensoviele Haus-Anschlusspunkte für Elektrofahrzeuge werden benötigt, wenn man deren Batterien zum Ausgleich von Bedarfsschwankungen heranziehen.

Diese Liste ließe sich beliebig fortsetzen. Wer soll dies machen? Woher kommen die hierfür benötigten Fachkräfte? Das soll in einem Land geschehen, das derzeit große Schwierigkeiten damit hat, die bestehende Infrastruktur instand zu halten?

Auch sind viele Technologien, die im Großmaßstab errichtet werden müssen, beileibe nicht ausgereift und erprobt. Der größte derzeit in Deutschland betriebene Elektrolyseur hat eine Leistung von 0,01 GW³² - aber bis 2045 sollen 61 GW installiert sein. Die Betriebserfahrungen größerer Anlagen sind nicht unbedingt gut³³. Auch wenn dies Probleme sein dürften, die beim Hochskalieren jeder Technik auftreten, so müssen doch die Ursachen gefunden werden, Lösungen gesucht und erprobt werden. Was Zeit kostet. Es wäre fatal, eine unausgereifte und wenig erprobte Technologie in derartig großem Umfang einzusetzen, wenn größere systembedingte Schwachstellen erst zu einem späteren Zeitpunkt zutage treten.

Das Zeitargument zählt also nicht wirklich, wenn man sich auf bewährte Typen von KKW focussiert.

Quellen und Literatur

Collins_2023: Collins L.: World's largest green hydrogen project 'has major problems due to its Chinese electrolyzers': BNEF; Hydrogen Insight, 11. Dezember 2023; Link: <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-worlds-largest-green-hydrogen-project-has-major-problems-due-to-its-chinese-electrolyzers-bnef/2-1-1566679>

ENTSOE_2022: NetGenerating Capacity - Yearly aggregated per country, Datensatz 2022, Link: https://www.entsoe.eu/publications/data/power-stats/2022/net_generation_capacity_2022.csv

EVI_2024: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten. Link: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf

E4C: NRW.Energy4Climate: Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher; Link: <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Newsroom/2022/factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf>

ISE_2010: https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&year=2010

32 REFHYNE: <https://www.refhyne.eu/>, darin besonders interessant: Publications/Projects Lessons Learnt.

33 Collins_2023

ISE_2022: NN.: Auf dem Weg zur GW-Industrie - Fraunhofer ISE liefert detailliertere Kostenanalyse für Wasserstoff-Elektrolyse-Systeme, Pressemeldung Fraunhofer ISE, 9. Februar 2022.

ISI_DEU: Datensatz zur Stromerzeugung in Deutschland während des modellierten Jahres; Link: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/63584/9334a28b5f3b6be87b05e3e2d07cf68f>

ISI_EU: Datensatz zur Stromerzeugung in Europa während des modellierten Jahres, Link: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/63596/d453249ce371e99c9ceb4672158f14b8>

ISI_Folien_2022: NN: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland; Webinar zum Energieangebot 22.11.2022; Link: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Angebot_Nov_2022_final_webinarversion.pdf

ISI_Folien_2024: NN: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland; Webinar zur Vorstellung der dezentralen Szenarien: Energieangebot; Link: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/videos/Vorstellung-neuer-BMWK-Langfristszenarien-2024-02-15-09-02-27_edit.mp4

ISI_Web: Webseite <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

NEP_2023: NN.: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, Zweiter [von der Bundesnetzagentur freigegebener] Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; Link: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>

NREL_2024: Concentrating Solar Power Projects; <https://solarpaces.nrel.gov/concentrating-solar-power-projects-country>

Spörk_2020: Spörk PM: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger; Masterarbeit TU Graz, 2020

Suedlink: NN: Suedlink - Über das Projekt, Link: <https://suedlink.com/s-a>

TYNDP_2024: NN: ENTSOE: TYNDP 2024 Projects Sheets, Link: <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map>

Norbert Aust

15.06.2030