

Der Regierungsrat des Kantons Thurgau an den Grossen Rat

Frauenfeld, 8. April 2025
Nr. 204

24	GE 7	146
----	------	-----

Botschaft zur Änderung des Gesetzes über die Energienutzung (ENG)

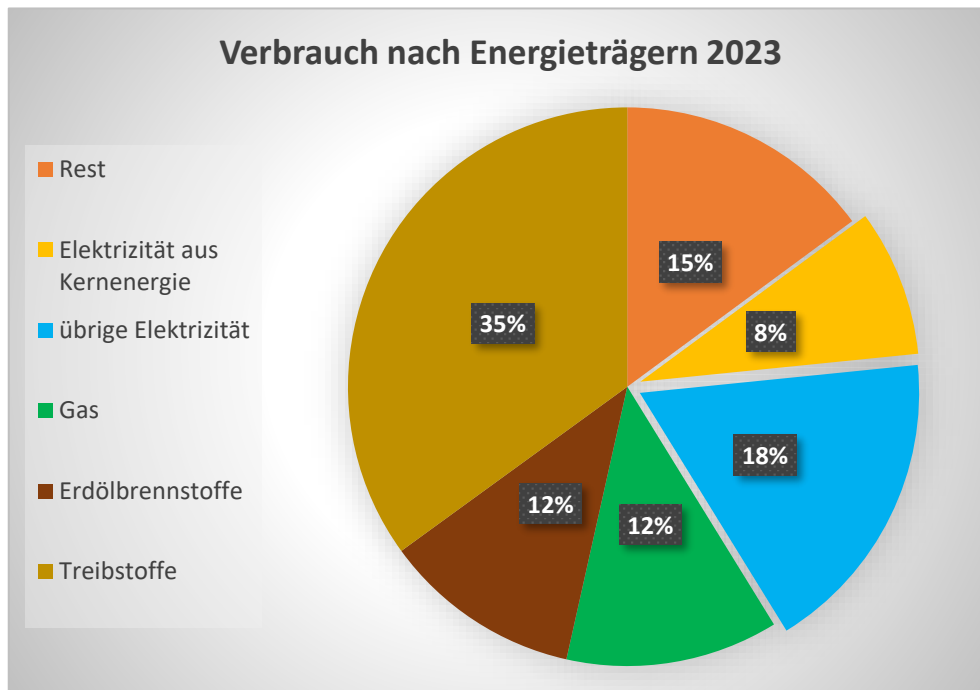
Sehr geehrter Herr Präsident
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir unterbreiten Ihnen Botschaft und Entwurf zur Änderung des Gesetzes über die Energienutzung (RB 731.1; ENG).

1. Ausgangslage

Seit 2018 befindet sich die Energiestrategie 2050 des Bundes in der Umsetzung. Sie basiert auf den drei Pfeilern Energieeffizienz/Reduktion der CO₂-Emissionen, Ausbau der erneuerbaren, einheimischen Stromproduktion und Ersatz der langfristig wegfallenden Kernenergie. Die Energiestrategie adressiert alle Staatsebenen gemäss den verfassungsmässig festgelegten Kompetenzen und Zuständigkeiten. Der Kanton Thurgau nimmt die Ziele und Aufgaben aus der nationalen Strategie im „Energiekonzept Kanton Thurgau 2020 bis 2030“ (RRB Nr. 410 vom 19. Mai 2020 mit Ergänzungen vom 5. Juli 2022) auf und definiert darin die notwendigen Massnahmen.

Die Schweiz ist bei rund drei Vierteln ihres Energieverbrauchs von Importen abhängig. Bei den fossilen Energieträgern, die 2023 rund 60 Prozent des Energiebedarfs abdeckten, beträgt die Importabhängigkeit 100 Prozent. Die folgende Grafik zeigt, wie sich der Energiebedarf der Schweiz auf die verschiedenen Energieträger verteilt:



Datenquelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023 (BFE 2024)

Der hohe Verbrauch an fossiler Energie steht im Widerspruch zu den Klimazielen. Das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG; SR 814.310), das die Schweizer Stimmbevölkerung 2023 angenommen hat, gibt sowohl im Gebäude- als auch im Verkehrsbereich bis 2050 den Ausstieg aus den fossilen Energien vor. Die Schlüsseltechnologien sind bei der Gebäudebeheizung die Wärmepumpe und bei Motorfahrzeugen der elektrische Antrieb.

Beim Strom halten sich Angebot und Nachfrage heute in etwa die Waage, dies aber nur aus Jahresbilanzsicht. Seit den frühen 2000er-Jahren ist die Schweiz im Winterhalbjahr (Oktober bis März) mit Ausnahme des Winters 2023/24 und des Winters 2019/20 Netto-Importeurin, importiert also mehr Strom als sie exportiert. Die Importe stammen vor allem aus Deutschland und Frankreich. Deutschland hat den Ausstieg aus der Kernenergie 2023 vollzogen und plant bis 2038 den Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle. In Frankreich zeigt sich, dass die Erneuerung des Kernkraftwerksparks zu langsam fortschreitet.

Die Staaten der Europäischen Union (EU) verstärken per 2025 den Stromhandel untereinander, indem neu 70 Prozent der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für den Handel zwischen den Staaten freizuhalten sind. Ohne ein Stromabkommen der Schweiz mit der EU wird die Situation für die Schweiz immer schwieriger. Sie ist in den für den Stromhandel wichtigen europäischen Gremien heute bereits nicht mehr vertre-

ten oder nur noch in der Beobachterrolle und hat keinen Einfluss auf die zu entwickelnden Rahmenbedingungen. Die Schweiz kann nicht davon ausgehen, dass Strom jederzeit und im benötigten Umfang importiert werden kann.

Die Risiken einer stark auf Importe angewiesenen Energieversorgung sind seit vielen Jahren bekannt, sind für viele aber erst durch die drohende Energiemangellage im Winter 2022/23 ins Bewusstsein gerückt. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass in einer Krisensituation zuerst jedes Land für sich schaut. Die höhere Zahlungsbereitschaft der Schweiz hilft dann nur wenig. Treten mehrere negative Ereignisse gleichzeitig ein, kann es zu Engpässen in der Versorgung kommen. Preisausschläge an den Märkten sind die Folge oder es kommt zum Ausfall von Lieferungen.

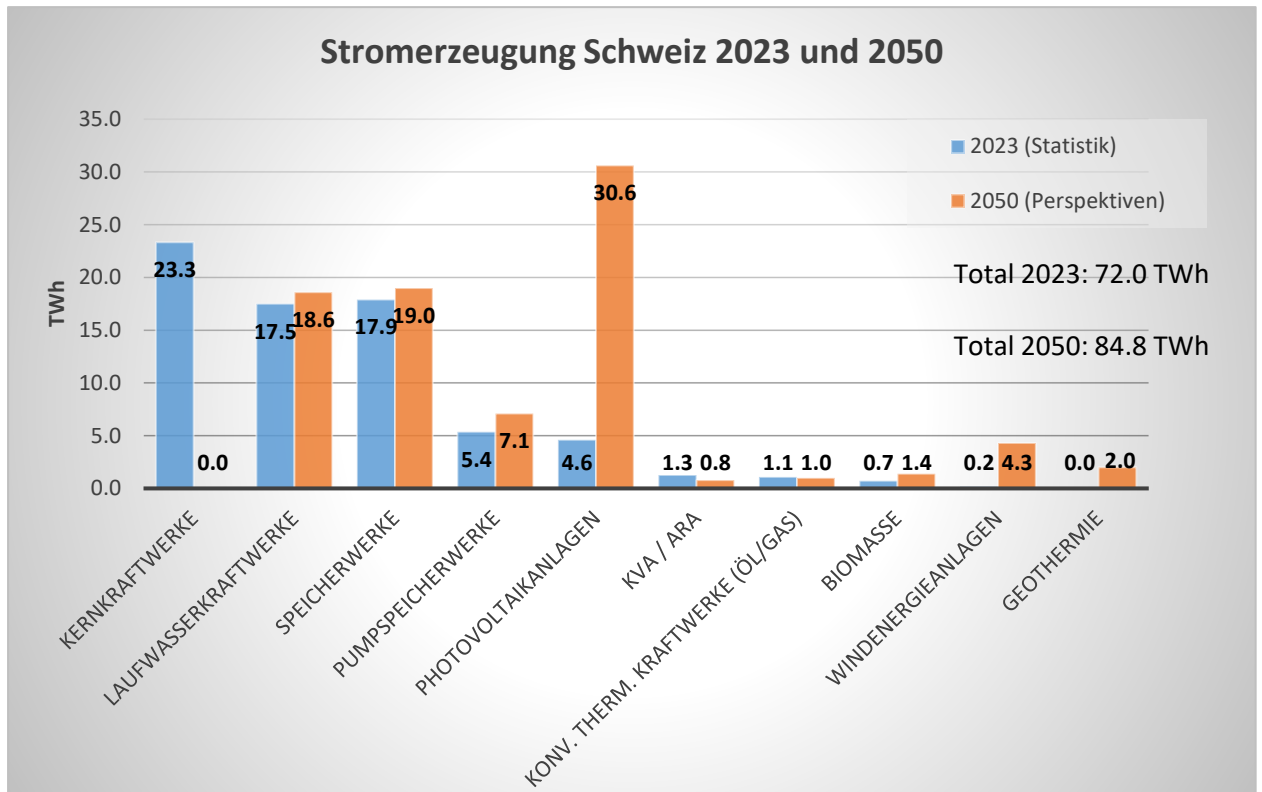
Fazit: Die Schweiz wird ihre Energieversorgung in Zukunft stärker auf Elektrizität umstellen. Die Effizienzpotenziale gilt es auszuschöpfen, dennoch wird der Stromverbrauch steigen. Der wirksamste Schutz gegen Preisausschläge oder Lieferengpässe ist die Kontrolle über eigene Produktionskapazitäten. Um nicht in neue Abhängigkeiten zu geraten, ist der Ausbau der Stromerzeugung aus einheimischen, erneuerbaren Energieträgern zentral. Dieser muss an Tempo gewinnen. Eine stärkere Unabhängigkeit bei der Energieversorgung erhöht die Versorgungssicherheit, stabilisiert die Preise und trägt zur lokalen Wertschöpfung bei. Die Schweiz kann diese Herausforderungen nur erfolgreich bewältigen, wenn das Zusammenspiel von Bund, Kantonen und Gemeinden funktioniert. Das Stromabkommen mit der EU erachtet der Regierungsrat als wichtig, der Kanton kann selbst dazu aber nur wenig beitragen.

2. Skizzierung der zukünftigen Stromversorgung

2.1. Zukünftige Stromversorgung Schweiz

In den Energieperspektiven 2050+ zeigt der Bund auf, wie die zukünftige Energieversorgung bis 2050 aussehen könnte (vgl. Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht, November 2020), so dass sowohl eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung gewährleistet ist als auch die Klimaziele bis 2050 eingehalten werden können.

Längerfristig fällt der Produktionsanteil der Kernkraftwerke weg. Zudem wird der Strombedarf ansteigen. Die Energieperspektiven gehen von einem Anstieg von 18 Prozent bis 2050 gegenüber dem Jahr 2023 aus. Die folgende Grafik zeigt, wie die Stromerzeugung in der Schweiz, gestützt auf die realistischen Potenziale, im Jahr 2050 (Szenario ZERO Basis) im Vergleich zum Jahr 2023 aussehen könnte:



Datenquellen: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2023 (BFE 2024), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2023 (BFE 2024), Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht (BFE 2020)

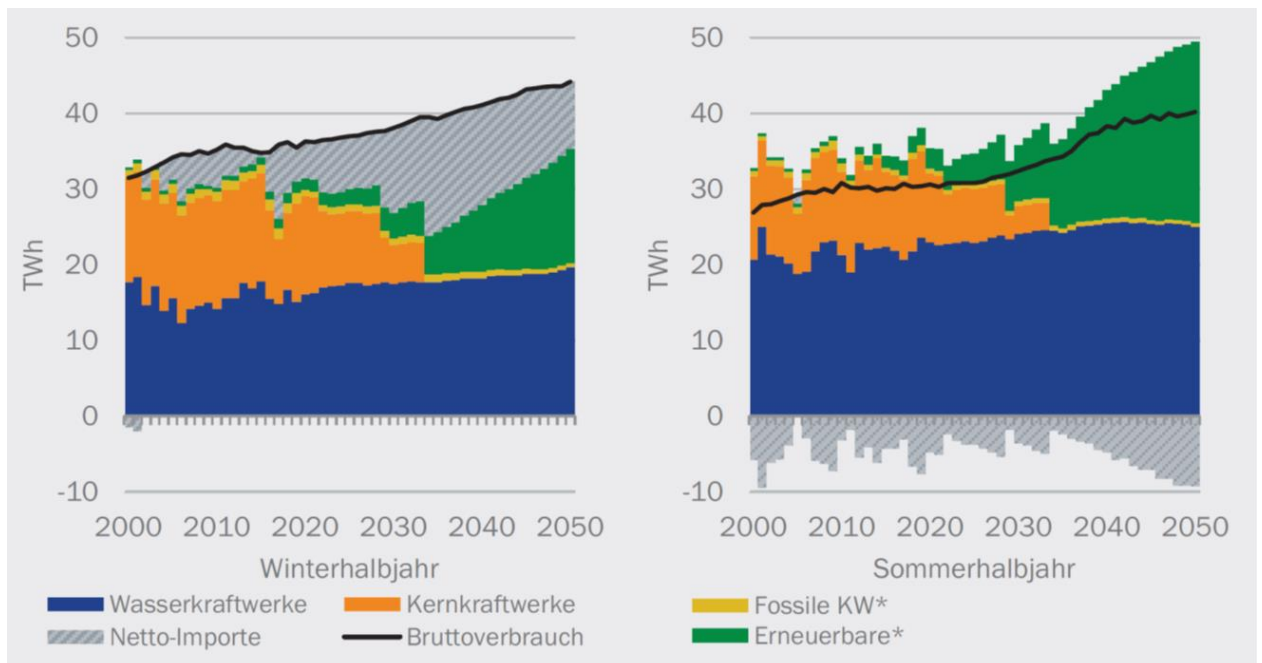
Die Stromerzeugung der Schweiz beruht langfristig fast ausschliesslich auf Wasserkraft (45 TWh im Jahr 2050) und neuen erneuerbaren Energieträgern (39 TWh im Jahr 2050). Dabei wird angenommen, dass die Schweiz bis 2050 über einen ausgeglichenen Importsaldo verfügen soll, d.h., dass die Jahresbilanz ausgeglichen ist. Gegenüber den Produktionszahlen 2023 müsste die Wasserkraft um rund 10 Prozent zulegen, die übrigen erneuerbaren Energien um 475 Prozent.

Entsprechend der von der Stimmbevölkerung gutgeheissenen Energiestrategie 2050 des Bundes spielt die Kernenergie im Jahr 2050 keine Rolle mehr. Zurzeit prüfen die Kernkraftwerkbetreiber und -betreiberinnen Kosten und Nutzen von Laufzeitverlängerungen. Die Rede ist von 60 oder mehr Jahren. 60 Jahre für das jüngste Kernkraftwerk Leibstadt würde eine Betriebsdauer bis ins Jahr 2044 bedeuten. Ob Neubauten dereinst wieder ein Thema werden, ist offen. Neue Kernkraftwerke müssten höheren Ansprüchen an die Sicherheit und die Brennstoffeffizienz genügen. Zudem müssten neue Lager für die radioaktiven Abfälle geplant und die Dauer für die Endlagerung von heute bis zu einer Million Jahren deutlich verkürzt werden. Wenn diese Bedingungen nicht erfüllt werden, dürften sich für neue Kernkraftwerke kaum Mehrheiten finden lassen. Es stellt

5/42

sich zudem die Frage, ob angesichts der politischen Unabwägbarkeiten und der wirtschaftlichen Unsicherheiten auf Investorensseite ein Interesse am Bau neuer Kernkraftwerke besteht. Ein Zwischenfall in einem Kernkraftwerk irgendwo auf der Welt könnte wieder zu einem raschen politischen Meinungsumschwung führen. Wirtschaftlich bestehen beispielsweise Fragezeichen in Bezug auf die Baukosten, den zukünftigen Auslastungsgrad oder das Subventionsregime.

Die Diskussionen im Winter 2022/2023 haben deutlich gezeigt, dass die sichere Versorgung im Winterhalbjahr anspruchsvoller ist als im Sommerhalbjahr. Dies akzentuiert sich durch die Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke und den steigenden Strombedarf. Langfristig sinkt jedoch der Importsaldo im Winterhalbjahr durch den Ausbau erneuerbarer Energien, wie die folgende Abbildung zeigt:



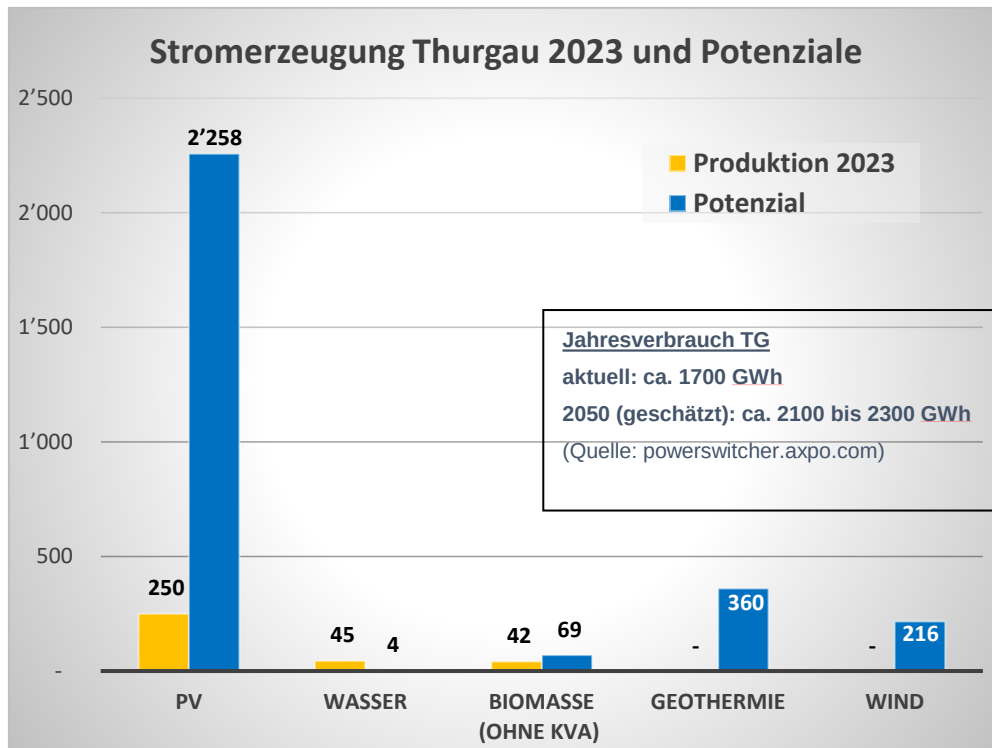
Quelle: Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht (BFE 2020)

Der Winterstromanteil der Photovoltaik wird tendenziell zunehmen, dank Fassadenanlagen und Freiflächenanlagen im alpinen Raum, und zwar auf rund einen Drittel. Ebenso zu einer höheren Winterstromerzeugung tragen der Ausbau der Wasserkraft und der Windenergie bei. Trotzdem verbleibt im Jahr 2050 ein Importsaldo von rund 9 TWh im Winterhalbjahr. Der Stromimport ist gemäss den Bundesperspektiven im Winter über den gesamten Betrachtungszeitraum gewährleistet und besteht vor allem aus Windenergie-Erzeugung im europäischen Ausland.

Im Sommerhalbjahr wird die Schweiz wie bisher Netto-Stromexporteurin sein. Die Herausforderung im Sommer wird sein, die Leistungsspitzen aus Solarstromanlagen im Stromnetz aufzunehmen. Um aufwendige Netzausbauten möglichst zu verhindern, darf das Strommanagement nicht ausschliesslich auf den Eigenverbrauch ausgerichtet sein, sondern muss die Situation im Stromnetz berücksichtigen. Ziel muss es sein, dass Strom nicht mehr ungeregelt ins Verteilnetz abgegeben wird. Es sind verschiedene technische und regulatorische Anpassungen notwendig. Dazu gehört beispielsweise die Möglichkeit der Abregelung von Solarstromanlagen, die netzdienliche Integration von Batteriespeichern (im Gebäude oder Quartier aufgestellt) oder der flächendeckende Einbau von intelligenten Zählern (sog. Smart Meter). Beim Unterhalt des Verteilnetzes ist die zukünftige Entwicklung, sei es auf Stromangebots- oder auf Stromnachfrageseite, zu antizipieren. Der 1:1-Ersatz von Netzkomponenten genügt nicht mehr. Zudem ist es wichtig, dass Anreize für das netzdienliche Verhalten gesetzt werden, z.B. über flexible Einspeisetarife, wenn intelligente Steuerungssysteme zum Einsatz kommen oder eine Zugriffsmöglichkeit auf Speicherbatterien zum Laden und Entladen besteht. Wichtige Weichen dazu wurden mit der Annahme des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Revision des Energiegesetzes [EnG; SR 730.0] und des Stromversorgungsgesetzes [StromVG; SR 734.7], nachfolgend: Stromgesetz) gestellt.

2.2. Zukünftige Stromversorgung Kanton Thurgau

Die sichere Stromversorgung ist nicht nur eine Bundesaufgabe, sondern bindet die Kantone und Gemeinden mit ein. Entsprechend ihren Potenzialen, Stärken und Kompetenzen tragen sie ihren Teil dazu bei. Die folgende Grafik zeigt auf, wie die Stromproduktion im Kanton Thurgau aufgeteilt ist und wie hoch die Potenziale bei den verschiedenen erneuerbaren Energiequellen sind:



Datenquelle: Energie- und CO₂-Statistik Kanton Thurgau. Die Potenziale basieren auf verschiedenen kantonalen Studien.

Das weitaus grösste Potenzial hat der Kanton Thurgau bei der Nutzung der Solarenergie. Es bezieht sich auf die geeigneten Dachflächen und auf die Infrastrukturen (z.B. Parkplätze, Strassenböschungen, Lärmschutzwände). Das Potenzial übersteigt den heutigen jährlichen Strombedarf von rund 1'700 GWh. Im Jahr 2023 wurden rund 250 GWh aus Solarstromanlagen produziert; im Jahr 2024 dürfte der Ertrag rund 300 GWh betragen. Das Potenzial ist damit erst zu rund 13 Prozent erschlossen.

Die 35 Kleinwasserkraftwerke im Kanton Thurgau produzierten 2023 rund 45 GWh Strom. Die im Jahr 2023 verabschiedete Wasserkraftstrategie des Kantons Thurgau zeigt, dass bereits das Beibehalten des heutigen Produktionsniveaus eine grosse Herausforderung darstellt. Neubaupotenziale bestehen einzig an kurzen Abschnitten der Murg und Sitter sowie an ungenutzten Wehrüberfällen.

Bei der Biomasse gibt es insbesondere Potenziale bei der energetischen Verwertung feuchter Biomasse, also aus Gülle und Mist.

Unbestritten ist das Potenzial der tiefen Geothermie. Sie könnte dereinst einen wichtigen Anteil an der kantonalen Stromversorgung leisten. Wichtige Erkenntnisse zur Beschaffenheit des Untergrunds sind aus dem Projekt „Thurgauer Energie-Nutzung aus dem Untergrund 2030 (TEnU 2030)“ der Geothermie Thurgau AG zu erwarten. Bessere Kenntnisse über den Untergrund sind eine wichtige Grundlage, um mittel- bis langfristig Elektrizität aus der Wärme des tiefen Untergrunds gewinnen zu können.

Ein bedeutendes Potenzial hat der Kanton Thurgau bei der Windenergie. Die Abklärungen im Rahmen der Richtplanänderung Windenergie aus dem Jahr 2018 zeigen, dass mehr als 200 GWh Strom pro Jahr aus Windenergie produziert werden könnte. Windenergieanlagen liefern zwei Drittel ihres Ertrags im Winterhalbjahr und sind deshalb im Zusammenspiel mit der Photovoltaik von besonderer Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Auf Kantonsebene wurden die raumplanerischen Voraussetzungen für die Windenergie geschaffen. In der Folge wurde ein Projekt in der Politischen Gemeinde Thundorf ausgearbeitet. Dieses musste aber aufgrund der Ablehnung des Teilzonenplans „Windenergie“ durch die Thundorfer Stimmbevölkerung im November 2024 eingestellt werden.

Fazit: Der Zubau bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt im Moment vor allem durch Solarstromanlagen auf Hausdächern. Rund die Hälfte des Ausbaus erfolgt dabei auf Einfamilienhäusern, der Rest auf grösseren Dächern von Wohn-, Gewerbe- und Industriebauten. Mittelfristig könnte die Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Winter leisten. Dazu ist aber die Akzeptanz von Windkraftwerken bei der lokalen Bevölkerung notwendig. Auf dem Zeitstrahl etwas weiter in der Zukunft, aber als wichtiger Puzzleteil, wird die Stromerzeugung aus Geothermie erachtet.

Die vorliegende Anpassung des ENG orientiert sich an den Potenzialen im Kanton Thurgau. Der Ausbau der Solarenergie hat längst Fahrt aufgenommen; hier steht die Beschleunigung des Zubaus im Vordergrund. Bei der Windenergie steht die Erhöhung der gesellschaftlichen Akzeptanz im Fokus, so dass auch dieser Zug in Bewegung kommt.

3. Stand der Energie- und Klimapolitik

3.1. Stand auf Bundesebene

Energiepolitisch ist das Stromgesetz, das die Schweizer Stimmbevölkerung am 9. Juni 2024 mit 68.7 % Ja-Stimmen angenommen hat, ein wichtiger Meilenstein zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes. Die beiden revidierten Gesetze (Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz) sind per 1. Januar 2025 in Kraft getreten.

Im Energiegesetz werden erstmals verbindliche Produktionsziele betreffend Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien definiert. Ohne Wasserkraft liegt das Produktionsziel bei mindestens 35 TWh bis 2035 und 45 TWh bis 2050. Bei der Wasserkraft liegen die Werte bei 37.9 TWh bis 2035 und 39.2 TWh bis 2050. Neben den generellen Ausbauzielen ist auch ein Zubauziel für die Winterstromproduktion enthalten. Es beträgt 6 TWh bis 2040. In erster Linie sollen der Ausbau der Wasserkraft (Projekte des „Runden Tisches“), aber auch Windenergie- und alpine Solaranlagen dazu beitragen. Damit der Ausbau vorwärtsgesht, sieht das Stromgesetz verschiedene Massnahmen zur Erhöhung der Investitionssicherheit vor.

Nicht Teil des Stromgesetzes sind die Beschleunigungsvorlage sowie der Solar- und Windexpress. Die Beschleunigungsvorlage beinhaltet die Änderung des Energiegesetzes und befindet sich in der parlamentarischen Beratung. Für Wind- und Solarprojekte von nationalem Interesse soll ein konzentriertes Plangenehmigungsverfahren auf Stufe Kanton zur Anwendung kommen. Konzentriert bedeutet, dass das Nutzungsplan- und das Baubewilligungsverfahren zu einem einzigen Verfahren vereinigt werden. Entsprechend müsste der Gerichtsinstanzenzug nur einmal durchlaufen werden. Bereits in Kraft gesetzt sind der sogenannte Solar- und der Windexpress. Der Solarexpress hat den raschen Zubau von grossen Solarstromanlagen im alpinen Raum zum Ziel, um damit insbesondere die Winterstromproduktion auszubauen. Er ist für den Kanton Thurgau nicht relevant. Vom Windexpress (Parlamentarische Initiative 22.461) profitieren Windenergieprojekte, die über einen rechtskräftigen Nutzungsplanentscheid verfügen und im nationalen Interesse (20 GWh und mehr Jahresstromertrag) sind. Damit wird ein Zubau von 600 MW Nennleistung angestrebt.

In den Ausbauzielen gemäss Stromgesetz implizit enthalten sind die Ziele der schweizerischen Klimapolitik. Im Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) ist das Netto-Null-Ziel gesetzlich verankert. Das neue Gesetz sieht ab 2025 zusätzliche Fördergelder für den Ersatz grosser fossiler Heizungen, Elektrodirektheizungen und Gebäudesanierungen vor (Impulsprogramm). Insgesamt stehen dafür 200 Mio. Franken pro Jahr über eine Zeitdauer von 10 Jahren zur Verfügung. Ursprünglich hätte der Kanton Thurgau vom Bund einen Beitrag von rund 6.5 Mio. Franken pro Jahr erhalten sollen. Aufgrund der nun festgelegten Förderbedingungen erwartet der Kanton Thurgau nur noch einen Bundesbeitrag von zwei bis drei Millionen Franken pro Jahr.

Das CO₂-Gesetz (SR 641.71) für die Zeit von 2025 bis 2030 ist am 1. Januar 2025 in Kraft getreten. In erster Linie werden die bestehenden Instrumente, insbesondere die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen und die damit verbundene Teilzweckbindung, bis 2030 weitergeführt.

3.2. Stand auf Kantonsebene

Seit dem 1. Juli 2020 gelten im Kanton Thurgau neue energetische Anforderungen an Gebäude, die sogenannten Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN 2014). Mit den MuKEN 2014 wurden zwei wichtige Entwicklungen angestossen: Erstens die Eigenstromerzeugung auf oder an Gebäuden und zweitens der Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Systeme, sobald ein Heizungsersatz ansteht. Die MuKEN wurden in der Vergangenheit laufend dem Stand der Technik angepasst und weiterentwickelt. Im August 2022 haben die Energiedirektoren der Kantone (Konferenz Kantonalen Energiedirektoren [EnDK]) ein Strategiepapier mit dem Namen „Gebäudepolitik 2050+“ verabschiedet. Daraus wird ersichtlich, in welche Richtung sich der Gebäudepark entwickeln soll. So sollen sich nicht nur Neubauten, sondern auch bestehende Bauten zu einem angemessenen Teil selbst mit Strom versorgen können. Langfristig sind mit fossilen Energien betriebene Heizungen durch erneuerbare Systeme (Wärmepumpen, Holz, Fernwärme) zu ersetzen. Der Gebäudepark der Kantone soll bereits ab 2040 fossilfrei sein. Die nächsten MuKEN (neu „Mustervorschriften Energiehub Gebäude 2025“) nehmen Elemente der strategischen Grundsätze auf. Sie sollen im August 2025 von der EnDK verabschiedet und bis spätestens 2030 in die kantonalen Gesetze einfließen.

In einem MuKEN-Zwischenschritt hat der Regierungsrat eine Revision der Energienutzungsverordnung (ENV; RB 731.11) per 1. Juli 2023 in Kraft gesetzt. Die Anpassungen umfassen als wesentliche Elemente die Stärkung der Vorbildfunktion von Kanton und Gemeinden sowie die Eigenstromerzeugung bei Neubauten. Im Rahmen der Vorbildfunktion muss das solare Potenzial von Dachflächen bei Neubauten möglichst ausgenutzt werden, und es dürfen keine fossilen Heizsysteme mehr zum Einsatz kommen. Bei der Eigenstromerzeugung von Neubauten gilt neu ein Mindestwert von 30 W/m² Energiebezugsfläche (EBF) statt wie bisher 10 W/m².

Am 10. November 2023 wurde die kantonale Volksinitiative „Thurgauer Solarinitiative“ eingereicht. Sie zielte darauf ab, über eine Ergänzung des ENG den Zubau von Solaranlagen (PV und Solarthermie) zu erhöhen. Dazu sollte das ENG um eine Vorgabe zur Erstellung von Solaranlagen auf oder an Bauten bei Neubau oder Sanierung ergänzt werden. Bestehende Nichtwohnbauten sollten unabhängig von einer Sanierung in jedem Fall bis 2040 mit einer Solaranlage ergänzt werden, sofern geeignete Flächen vorhanden sind. Für Infrastrukturanlagen sollte gemäss den Erläuterungen eine Übergangsfrist von zehn Jahren gelten. Der Regierungsrat empfahl die Initiative zur Ablehnung, weil sie zu stark in die Eigentumsgarantie eingreife. Er stellte ihr aber einen Gegenvorschlag in Form einer allgemeinen Anregung gegenüber. Initiative und Gegenvorschlag wurden am 6. November 2024 im Grossen Rat beraten. Die Initiative wurde abgelehnt, und es wurde dieser ein Gegenvorschlag gegenübergestellt. Das Initiativkomitee

11/42

tee zog das Volksbegehren Ende November 2024 zurück. Der Regierungsrat unterbreitet mit den vorliegenden Bestimmungen betreffend Solarenergie einen ausgearbeiteten Gegenvorschlag nach § 83 Abs. 3 i.V.m. § 81 Abs. 1 des Gesetzes über das Stimm- und Wahlrecht (StWG; RB 161.1).

Seit 2023 hat der Kanton Thurgau eine eigene Klimastrategie (Botschaft zur Klimastrategie Kanton Thurgau vom 10. Januar 2023 [GR 20/BS 47/451]), die sich in Bezug auf die Reduktionsziele bei den klimaschädlichen Gasen an den nationalen Zielen orientiert. Der dazugehörige Massnahmenplan befindet sich derzeit in der Vernehmlassung und soll 2025 verabschiedet werden.

4. Thematischer Aufbau und Ziele der vorliegenden Revision des ENG

Mit der vorliegenden Anpassung des ENG beabsichtigt der Regierungsrat, die Energieversorgungssicherheit zu stärken. Die zwei wichtigen Stellschrauben sind dabei die Erhöhung der Energieeffizienz und die Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus einheimischen, erneuerbaren Energien. Es werden dadurch die Rahmenbedingungen für eine raschere Dekarbonisierung geschaffen.

Die Revision lässt sich thematisch in fünf Bereiche aufteilen:

1. Solarstrom

Leitmotiv: Der Zubau von Solarstromanlagen wird beschleunigt (§ 2, § 6b, § 8, § 8c).

Gemäss den verfassungsmässigen Kompetenzen sind für den Energieverbrauch in Gebäuden vor allem die Kantone zuständig (Art. 89 Abs. 4 Bundesverfassung [BV; SR 101]). Im Hinblick auf die neuen Mustervorschriften der Kantone („Energiehub Gebäude 2025“) nimmt die vorliegende Revision Elemente der neuen MuKE auf. Dies betrifft beispielsweise die Anforderung, dass sich bestehende Bauten zu einem angemessenen Teil selbst mit Elektrizität versorgen. Ebenso verfolgt dieser Themenblock das Ziel, nachfrageseitig Anreize für einen beschleunigten Ausbau der Solarenergie zu setzen.

2. Wärmeenergie/Effizienz

Leitmotiv: Erhöhung der Effizienz und des Anteils an erneuerbarer Energie im Gebäude (§ 8, § 8a, § 8b, § 10, § 10a, § 14a).

Auch in diesem Themenblock werden Elemente der „Gebäudepolitik 2050+“ der Kantone aufgenommen mit dem Ziel, den Anteil an erneuerbarer Wärme im Gebäude zu er-

12/42

höhen und die Energieeffizienz zu verbessern. Insbesondere gilt dies für grosse Energieverbraucher, die über viel Abwärme verfügen, die intern oder extern für den Ersatz fossiler Energie genutzt werden soll.

3. Vorbildfunktion

Leitmotiv: Kanton und Gemeinden gehen bezüglich Solarstrom und Nachhaltigkeit voraus (§ 2).

Ziel ist, dass der Kanton und die Gemeinden auch weiterhin vorausgehen, wenn es um ihre eigenen Bauten geht. Dabei sollen erstmals auch die Infrastrukturanlagen der öffentlichen Hand auf ihr Potenzial zur Stromerzeugung geprüft werden und dieses soll im Falle von Neubauten auch genutzt werden.

4. Netzbetreiber

Leitmotiv: Die Thurgauer Stromnetze werden resilienter (§ 14d).

Die drohende Energiemangellage im Winter 2022/23 hat gezeigt, wie elementar eine sichere Energieversorgung, insbesondere jedoch eine sichere Stromversorgung, für Wirtschaft und Bevölkerung ist. Sie hat eine Diskussion über die Versorgungssicherheit ins Rollen gebracht, die innerhalb der Kantonsverwaltung und zusammen mit der Stromwirtschaft (Verband Thurgauischer Elektrizitätsversorgungen [VTE] und EKT AG) in verschiedenen Arbeitsgruppen weitergeführt wurde. Diese Arbeiten wurden Ende 2024 abgeschlossen, was erklärt, warum der § 14d in dieser Form nicht in der Vorlage für die externe Vernehmlassung enthalten war. Es herrschte in den Arbeitsgruppen Konsens, dass die dynamische Entwicklung bei Stromangebot und -nachfrage bessere Kenntnisse über den Zustand des Netzes auf den unteren Netzebenen erfordert. Einerseits stärkt dies die Versorgungssicherheit, andererseits erfolgen Investitionen ins Stromnetz gezielter und damit effizienter. Ebenso war die Dringlichkeit, das Verteilnetz für die Zukunft fit zu machen, unbestritten. Für die Erarbeitung von Ausbaukonzepten ist eine gesetzliche Grundlage erforderlich.

5. Windenergie

Leitmotiv: Die Akzeptanz von Windenergieprojekten wird durch klare Rahmenbedingungen und einen stärkeren Nutzen für die lokale Bevölkerung erhöht (§ 14e, § 14f, § 14g, § 14h).

Dieser Bereich nimmt die am 20. März 2024 erheblich erklärten Teile der Motion „Gesetzliche Grundlagen für die Windenergie im Thurgau schaffen zur Sicherstellung einer nachhaltigen Energieversorgung und zum Nutzen für die Thurgauer Bevölkerung“ (GR 20/MO 43/474) auf (vgl. Kap. 5.2). Konkret sollen die Mitwirkung und Information

bei der Planung und Umsetzung solcher Projekte, die finanzielle Abgeltung der Standortgemeinden, die Beteiligung an Windenergieanlagen und deren Rückbau ergänzend geregelt werden.

5. Umsetzung politischer Vorstösse

Der Regierungsrat trägt mit der Aufnahme der unter Kapitel 4 aufgeführten fünf Themenfelder ins ENG auch folgenden politischen Anliegen Rechnung:

5.1. „Thurgauer Solarinitiative“

Am 10. November 2023 wurde die kantonale Volksinitiative „Thurgauer Solarinitiative“ (GR 20/VI 1/596) mit folgendem Wortlaut eingereicht:

Das Gesetz über die Energienutzung des Kantons Thurgau (ENG; RB 731.1) ist gemäss den folgenden Aufträgen zu ergänzen:

1. Neubauten und umfassend sanierte Gebäude nutzen die geeigneten Flächen zur Energieversorgung mittels Photovoltaikanlagen (Solarstrom) oder Solarthermieranlagen (Solarwärme).
2. Nichtwohnbauten nutzen bis spätestens 2040 die geeigneten Flächen zur Energieversorgung mittels Photovoltaikanlagen (Solarstrom) oder Solarthermieranlagen (Solarwärme).
3. Geeignete Flächen auf oder an Infrastrukturanlagen werden für die Energieproduktion mittels Photovoltaikanlagen (Solarstrom) genutzt.

Mit Schreiben vom 5. März 2024 an die Kommission zur Vorberatung der kantonalen Volksinitiative „Thurgauer Solarinitiative“ empfahl der Regierungsrat die Initiative zur Ablehnung, stellte ihr aber in Form einer allgemeinen Anregung einen Gegenvorschlag gegenüber, der die oben erwähnten Punkte aufnimmt. Sie sollen nun mit der vorliegenden ENG-Revision umgesetzt werden (siehe § 2 Abs. 2^{bis} bis Abs. 2^{quater}, § 8 Abs. 1^{bis} und § 8c Abs. 1 und 2 des Entwurfs für eine Änderung des ENG).

Die „Thurgauer Solarinitiative“ sowie der Gegenvorschlag wurden am 6. November 2024 im Grossen Rat beraten. Die Initiative lehnte der Grosse Rat mit 88 Nein- zu 34 Ja-Stimmen ab. Der Gegenvorschlag wurde mit 94 Ja-Stimmen zu 28 Nein-Stimmen angenommen, wobei der Kommissionsvorschlag noch abgeändert wurde. Neben der wirtschaftlichen und technischen Sinnhaftigkeit soll zusätzlich der jeweilige Eigenbedarf im Vordergrund stehen (Protokoll des Grossen Rates Nr. 10 vom 6. November 2024). Mit Schreiben vom 25. November 2024 hat das Initiativkomitee das Volksbegehren zurückgezogen mit dem Hinweis, dass der Gegenvorschlag ein Schritt in die richtige Richtung und rasch umsetzbar sei.

5.2. Motion vom 1. März 2023 „Gesetzliche Grundlagen für die Windenergie im Thurgau schaffen zur Sicherstellung einer nachhaltigen Energieversorgung und zum Nutzen für die Thurgauer Bevölkerung“ (GR 20/MO 43/474)

Die Motion wurde am 20. März 2024 in folgenden Punkten für erheblich erklärt: Einbezug der betroffenen Gemeinden und Grundstückeigentümern und -eigentümerinnen in den Genehmigungsprozess, Entschädigung der direkt betroffenen Gemeinden und Grundstückeigentümer und -eigentümerinnen für ihre Kosten und Lasten, Beteiligung der lokalen Bevölkerung an der Wertschöpfung der Windenergieanlagen und Garantie der Anlagenbetreiber und Anlagenbetreiberinnen für den sicheren Betrieb und den späteren Rückbau. Diese Anliegen werden in folgenden Paragraphen aufgenommen: § 14e (Mitwirkung), § 14f (Abgeltung), § 14g (Beteiligung) und § 14h (Rückbau).

Damit bleibt eine Forderung der Motion noch offen, die zwar vom Grossen Rat für nicht erheblich erklärt wurde, bei der sich der Regierungsrat aber bereit erklärt hat, sie nochmals vertieft zu prüfen (vgl. Antwort des Regierungsrats vom 5. Dezember 2023 [GR 20/MO 43/474]). Die Motion forderte in diesem Punkt die Aufnahme der geltenden Grenzwerte für Lärm und Schattenwurf von Windenergieanlagen ins Gesetz. Gemäss Regierungsantwort sollten zwecks Vermeidung von Doppelspurigkeiten aber nicht bundesrechtliche Vorgaben kopiert, sondern Abstandsvorschriften zu Siedlungen im kantonalen Recht geprüft werden.

Mit der Thematik der Mindestabstände haben sich auch der Bund und das Bundesgericht bereits auseinandergesetzt. Die Frage der Rechtmässigkeit von Mindestabständen liess das Bundesamt für Energie mittels Rechtsgutachten abklären (Rechtsgutachten Windenergieanlagen vom 11. April 2019, Regelungsspielraum der Kantone, BFE). Zusammenfassend kommt der Gutachter zum Schluss, dass auch bei Vorsorgemassnahmen der Grundsatz der Verhältnismässigkeit gelten müsse, wobei die wirtschaftliche Tragbarkeit in diesem Zusammenhang von besonderer Bedeutung sei. Eine bundesrechtskonforme Begründung von kantonalen oder kommunalen Abstandsvorschriften in generell-abstrakter Weise sei vor diesem Hintergrund nur sehr schwer vorstellbar. Ebenso könne das Vorsorgeprinzip gemäss Umweltschutzgesetz (USG; SR 814.01) nicht dazu missbraucht werden, Anlagen zu verhindern.

Das Bundesgericht hat in seinem Entscheid 1C_149/2021 vom 25. August 2022 den Mindestabstand im Baureglement der Gemeinde Tramelan – es ging um einen Mindestabstand von 500 m – zwar mit Blick auf die Einschätzung des Berner Verwaltungsgesichtes zum bernischen Recht als zulässig beurteilt. Es hat aber auch klargestellt, dass kommunale Abstandsvorschriften das Ergebnis einer Interessenabwägung nicht vorwegnehmen können, schon gar nicht, wenn es um nationale Interessen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geht. Zum Projekt in Tramelan wurden zwei wei-

15/42

tere Beschwerden beim Bundesgericht eingereicht, die am 1. November 2023 abgewiesen wurden (1C_329/2021 vom 1. November 2023 und 1C_335/2021 vom 1. November 2023). Unter anderem ging es in den Beschwerden auch um das Thema Lärmschutz. Mit den vom Bundesgericht verlangten Auflagen zum Amphibienschutz kann der Windpark nun gebaut werden, dies mit minimalen Abständen von rund 300 m zu einzelnen Wohngebäuden. Dabei sind die Lärmgrenzwerte gemäss Lärmschutzverordnung (LSV, SR 814.41) einzuhalten.

Was das Thema Schattenwurf anbelangt, bieten Mindestabstände keinen Schutz, respektive müssten die Abstände so gross gewählt werden, dass keinerlei Windenergienutzung mehr möglich wäre. Zum Schutz vor Schattenwurf (bewegter Schatten) können Windenergieanlagen höchstens abgeschaltet werden. Dieser Fall tritt dann ein, wenn der Schattenwurf auf ein bewohntes Gebäude innerhalb eines Tages die Dauer von einer halben Stunde und innerhalb eines Jahres die Dauer von acht Stunden überschreitet. Diese Empfehlung des Bundesamts für Energie wurde aus den umliegenden Ländern übernommen und ist von sämtlichen Windenergieanlagenbetreibern in der Schweiz einzuhalten.

Seither hatte sich das Bundesgericht auch mit einem Fall aus dem Kanton Thurgau zu befassen. Die Politische Gemeinde Wuppenau hatte im Rahmen der revidierten Kommunalplanung diverse Bestimmungen zu Windenergieanlagen beschlossen, die in der Folge nicht genehmigt wurden. Die dagegen erhobene Beschwerde wies das Bundesgericht mit Entscheid 1C_3/2024 vom 29. Januar 2025 mit Ausnahme eines untergeordneten Teils (landschaftliche Qualität sowie die Wohn- und Lebenssituation der bestehenden Siedlung im Gebiet Greutensberg dürfen nicht übermässig beeinträchtigt werden) betreffend kommunale Richtplananpassung ab.

Die Gemeinde hatte unter anderem vorgesehen, dass Grosswindanlagen einen Abstand zu Bauten mit Wohn- und Arbeitsräumen von mindestens 700 m einzuhalten hätten. Das Bundesgericht hielt fest, dass es namentlich dem Kantonalen Richtplan widerspreche, wenn die Gemeinde abstrakte Kriterien zur Landschaftsverträglichkeit (architektonische Wirkmächtigkeit) und zum Nachbarschutz (Abstände) festlege, die vollständig, d.h. ohne Abwägungsmöglichkeiten erfüllt sein müssten, bevor ein Nutzungsverfahren eingeleitet und Standorte für Windenergieanlagen aufgrund einer gesamthaften Interessenabwägung ausgeschieden werden könnten. Der Mindestabstand von 700 m hätte die Realisierung von Windenergieanlagen auf dem Gebiet der Politischen Gemeinde Wuppenau praktisch verunmöglicht.

Aufgrund dieser Auslegeordnung kommt der Regierungsrat zum Schluss, dass Mindestabstände auf kantonaler oder kommunaler Ebene, selbst wenn sie als rechtskonform eingestuft werden, keine Rechtssicherheit bieten würden. Wie die zitierten Bundesge-

richtsentscheide zeigen, ist auch bei geregelten Mindestabständen eine Interessenabwägung vorzunehmen. Mindestabstände können dem Anliegen des Lärmschutzes mehr Gewicht verleihen, vorwegnehmen können sie das Ergebnis der umfassenden Abwägung aber nicht. Dies trifft vor allem dann zu, wenn diese – wie im Kanton Thurgau – im Kantonalen Richtplan ausdrücklich vorgesehen ist. Mit übergeordnetem Recht oder übergeordneter Planung nicht im Konflikt stehende Mindestabstände würden sich in der gleichen Grössenordnung bewegen, die sich schon aufgrund der Einhaltung der Lärmgrenzwerte ergeben. Das Umweltschutzrecht schützt die Menschen vor schädlichen Einflüssen. Das beweisen nicht zuletzt die 47 in Betrieb stehenden Grosswindenergieanlagen in der Schweiz. Zusätzliche Regelungen zum Schutz vor Lärm- und Schattenemissionen erachtet der Regierungsrat als nicht notwendig.

Mit der vorliegenden Gesetzesrevision wird die Motion, soweit sie erheblich erklärt wurde, umgesetzt. Sie kann deshalb abgeschrieben werden.

6. Vernehmlassungsverfahren

6.1. Grundsätzliche Haltungen zur Vorlage

Die externe Vernehmlassung zur Änderung des ENG fand vom 22. August bis 29. November 2024 statt. Insgesamt nahmen 62 Organisationen und zwei Einzelpersonen Stellung zu den vorgeschlagenen Anpassungen.

Grossmehrheitlich wird das vorausschauende Handeln des Regierungsrates zur Stärkung der Versorgungssicherheit durch einen stärkeren Ausbau der Stromerzeugung aus einheimischen, erneuerbaren Energieträgern und Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz begrüsst. Die Meinungen, wie man diesem Ziel näherkommt, gehen erwartungsgemäss auseinander. Während die Umweltverbände fast bei allen Bestimmungen weitergehende Anforderungen wünschen, stehen die Parteien und Organisationen im rechten Parteienspektrum zusätzlichen Vorschriften skeptisch bis ablehnend gegenüber. Die SVP lehnt die Vorlage nicht grundsätzlich ab, fordert aber eine grundlegende Überarbeitung unter Berücksichtigung der eingetrübten finanziellen und wirtschaftlichen Situation im Kanton. Umfassende Zustimmung erhält die Vorlage von den Grünen, den Grünliberalen, von „Die Mitte“ und der SP. Sie weisen mit Unterstützung durch die Fachverbände (Energiefachleute Thurgau, sia, IG Passivhaus) darauf hin, dass die Vorschläge im Hinblick auf das beschlossene Ziel Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 nicht ausreichend sind und kurz- und mittelfristig das absolute Minimum darstellen.

Einige Vernehmlassungsteilnehmer und -teilnehmerinnen sind der Ansicht, dass wesentliche Elemente in der Vorlage fehlen. Sie betreffen insbesondere die Themen „Stabilität des Stromnetzes“ (Zubau Solarstromanlagen, Netzausbau, Speicherung, Abregelung, Rückspeisetarife, Eigenverbrauchsoptimierung) und „thermische Netze“.

17/42

Hierzu gilt es anzumerken, dass die Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung von verschiedenen Schultern getragen wird. Die Zuständigkeiten von Bund, Kantonen und Energiewirtschaft werden in der Bundesverfassung (BV) und in den einschlägigen Bundesgesetzen festgelegt. Gemäss Art. 89 BV setzen sich Bund und Kantone für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein. Art. 6 des Energiegesetzes (EnG) legt fest, dass die Energieversorgung (Gewinnung, Umwandlung, Lagerung und Speicherung, Bereitstellung, Transport, Übertragung und Verteilung) Sache der Energiewirtschaft ist. Bund und Kantone sorgen ihrerseits für adäquate Rahmenbedingungen, damit die Branche diese Aufgabe optimal erfüllen kann. Die weiteren Kompetenzen von Bund, Kantonen und Energiewirtschaft, aber auch von Akteuren wie Swissgrid und der ElCom sind in diversen einschlägigen Bundesgesetzen – u.a. Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz – definiert.

Insbesondere die letzten zwei genannten Gesetze sind in den letzten Jahren, zusammen mit den dazugehörigen Verordnungen, mehrmals angepasst worden. Insbesondere das Stromgesetz (Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), das im Januar dieses Jahres grösstenteils in Kraft getreten ist, verbessert die Bewilligungsfähigkeit von Anlagen zur Stromerzeugung auf der Basis von erneuerbaren Energien. Damit der Ausbau zügig vorangehen kann, müssen aber auch die Planungs-, Bewilligungs- und Rechtsmittelverfahren vereinfacht und beschleunigt werden. Dazu sind aktuell verschiedene Gesetzesvorhaben zur Verfahrensbeschleunigung für Produktionsanlagen und Stromnetze in Diskussion.

Die Themen, die eine sichere Stromversorgung und ein stabiles Stromnetz betreffen, sind grösstenteils auf nationaler Ebene geregelt, und für die Umsetzung sind die Unternehmen der Energiewirtschaft verantwortlich. Bedarf für eine zusätzliche kantonale Regulierung besteht deshalb zu diesen Aspekten nicht. Befürchtungen, wonach wichtige Probleme in der Vorlage nicht angesprochen werden, sind somit unbegründet.

Beim Thema „thermische Netze“ besteht zurzeit ebenfalls kein regulatorischer Handlungsbedarf. Die Grundlagen, insbesondere in Bezug auf die Nutzung der Seethermie, sind erarbeitet worden und finanzielle Anreize bestehen sowohl für den Bau von Wärmezentralen als auch für die Erweiterung von Wärmenetzen und für Anschlüsse an bestehende Wärmenetze. Vorschläge aus der Vernehmlassung wie die Ausarbeitung einer Strategie für thermische Transportnetze, inklusive Aufgabenteilung zwischen Kanton und Gemeinden, oder Absicherungsinstrumente wie Risiko- oder Bürgschaftsfonds bedürfen aus Sicht des Regierungsrats keiner speziellen gesetzlichen Regelung. Dem Anliegen, Übergangslösungen für den Heizungsersatz vorzusehen, falls das Wärmenetz zwar geplant aber noch nicht verfügbar ist, wird auf Verordnungsstufe Rechnung getragen.

Die aktuellen Diskussionen rund um die Aufhebung des 2017 von der Schweizer Stimmbevölkerung beschlossenen Neubauverbots von Kernkraftwerken finden in einigen Stellungnahmen Widerhall. Er äussert sich in einer Skepsis gegenüber der Energiestrategie 2050 des Bundes. Das Festhalten an den Zielen der Energiestrategie 2050 wurde am 9. Juni 2024 mit dem Ja zum Stromgesetz deutlich bekräftigt. Die Energiestrategie 2050 bildet somit nach wie vor den Rahmen, in dem sich der Kanton bewegt. Insbesondere unter dem Aspekt der Technologieoffenheit verschliesst sich der Regierungsrat der Diskussion nicht. Wichtig ist aber, dass nicht Visionen zu zukünftigen Technologien den Blick auf das Realisierbare versperren. Die Diskussion muss deshalb auf der Basis von realistischen Annahmen betreffend Kernenergietechnologien, Kosten, staatlicher Unterstützung und Risiken geführt werden. Insbesondere ist von realistischen Zeiträumen auszugehen. So ist nicht anzunehmen, dass ein neues Kernkraftwerk in der Schweiz vor 2050 ans Netz gehen könnte. Die Versorgungssicherheit muss aber auch in fünf, zehn oder 15 Jahren gewährleistet sein. Warten auf die Kernenergie ist keine verantwortungsvolle Strategie. Auch wenn das Neubauverbot von Kernkraftwerken in der Schweiz aufgehoben würde, befreit dies den Kanton Thurgau nicht, das Machbare und Notwendige jetzt umzusetzen.

6.2. Auswirkungen auf die Vorlage

Aufgrund der Rückmeldungen wurde die Vorlage in verschiedenen Punkten überarbeitet. Einzelne Punkte aus der Vorlage werden aufgrund der breit geäusserten Kritik ganz gestrichen.

Umstritten war die flexiblere Entnahme aus dem Energiefonds (§ 6 Abs. 3), sollten die Auszahlungen unerwartet höher ausfallen als budgetiert. Es wurde die Befürchtung geäussert, die Transparenz, insbesondere für den Grossen Rat, gehe dadurch verloren. Tritt dieser Fall in Zukunft ein, müssten zusätzliche Gelder mittels Nachtragskredit beantragt werden. Auf die Änderung von Abs. 3 wird deshalb verzichtet.

Gestrichen wird die Vorgabe, wonach Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Grundversorgung einen bestimmten Anteil an lokaler Stromproduktion aufnehmen und ausweisen müssen (§ 6b). Die ab dem 1. Januar 2025 geltenden Bestimmungen des nationalen Stromversorgungsgesetzes (StromVG) gehen in eine ähnliche Richtung und setzen für Elektrizitätsversorger Anreize, Elektrizität entweder selbst zu produzieren oder aus dem eigenen Verteilnetz zu beziehen und in die Grundversorgung einzurechnen. Eine zusätzliche kantonale Anforderung wird dadurch obsolet.

Ebenfalls wird auf die Einführung einer Monitoringpflicht für grosse Neubauten verzichtet (ehem. § 8 Abs. 1^{ter}). Als zu gross wird der administrative Aufwand eingeschätzt, als zu gering der Nutzen, Letzteres auch von Seiten der Fachleute.

19/42

Eine ähnliche Beurteilung erfährt die Vorgabe zur Eigenstromerzeugung beim Neueinbau von Komfortanlagen wie Saunas, Whirlpools oder Klimageräten (ehem. § 12b). Zudem wird der Eingriff in die Eigentumsгарantie als unverhältnismässig eingeschätzt. Die Bestimmung wird deshalb nicht in den Gesetzesentwurf aufgenommen.

Grundlegend überarbeitet wurden die Bestimmungen betreffend Resilienz des Stromnetzes (§ 14b und § 14d) der Vorlage. Die in die Vernehmlassung gegebenen Vorschläge wurden teilweise durch die parallel laufenden Arbeiten der Arbeitsgruppen „Resilienz Stromversorgung Kanton Thurgau“ überholt. Dies erklärt, warum § 14d in der vorgeschlagenen Form nicht in der Vorlage für die externe Vernehmlassung enthalten war. Statt eines digitalen Netzmodells über den gesamten Kanton steht neu das Ausbaukonzept der Verteilnetzbetreiber im Mittelpunkt. Die Gemeinden stehen in der Pflicht, diese zusammen mit ihren Verteilnetzbetreibern bis 2030 zu erstellen. Anstelle eines Pflichtlagers, das auf grosse Kritik in der Vernehmlassung stiess, sollen durch Naturgefahren gefährdete Netzkomponenten wie Trafostationen oder Verteilkästen eruiert und abgesichert werden.

Zwingende Anpassungen ergeben sich aus den Beratungen des Grossen Rats zum Gegenvorschlag der „Thurgauer Solarinitiative“. Sowohl bei den Neubauten (§ 8 Abs. 1^{bis}) als auch bei umfassenden Sanierungen (§ 8c) wurde der Zusatz „zum Eigenverbrauch“ eingefügt. Da der Begriff Eigenverbrauch die Gleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch impliziert und dies gemäss Argumentarium zum eingebrachten Antrag nicht gemeint ist, schlägt der Regierungsrat vor, „Eigenverbrauch“ durch „Eigenbedarf“ zu ersetzen. Wie der Eigenbedarf definiert werden soll, wird in den Erläuterungen zu den entsprechenden Paragraphen dargelegt.

Beibehalten wird der Anteil an erneuerbarer Energie (40 Prozent) beim Heizungsersatz (§ 8a). Die Stimmen, die ein Festhalten an der heutigen Regelung (15 Prozent ab dem Jahr 2025, 20 Prozent ab dem Jahr 2030) wünschen, und diejenigen, die ausschliesslich erneuerbare Systeme beim Heizungsersatz wünschen, halten sich in etwa die Waage. Eine zeitlich abgestufte Erhöhung lehnt der Regierungsrat im Hinblick auf die neuen MuKE_n allerdings ab. Das darin enthaltene Modul zum Heizungsersatz wurde bereits 2024 verabschiedet und fordert den Umstieg auf ein Heizungssystem, das zu 100 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben wird. Um ein möglichst harmonisiertes Vorgehen zu gewährleisten, wird erwartet, dass die neuen MuKE_n bis 2030 in den Kantonen implementiert sind. Für eine Abstufung ist der Zeitraum deshalb zu kurz. Erfahrungen aus anderen Kantonen, z.B. Glarus, Zürich oder Basel-Stadt, zeigen, dass eine Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie sogar auf 100 Prozent gut umsetzbar ist.

Festhalten möchte der Regierungsrat an der Informationspflicht zum energetischen Zustand von Gebäuden, wenn diese den Eigentümer oder die Eigentümerin wechseln

20/42

(§ 14a Abs. 2). Die Argumente der ablehnenden Seite überzeugen nicht. Transparenz ist eine Voraussetzung für funktionierende Märkte. Eine entsprechende Kennzeichnung, sei dies in Form eines Gebäudeenergieausweis der Kantone (GEAK) oder in vergleichbarer Form, stellt eine Auszeichnung für das Gebäude dar. Zudem zeichnet sich mit der Einführung eines digitalen GEAK eine wesentliche Vereinfachung ab.

Ebenso bleiben die Bestimmungen zur Windenergie in der Vorlage (§ 14e bis § 14h). Die Ablehnung der Thundorfer Stimmbevölkerung zu einem Projekt auf dem Wellenberg von Ende November 2024 stellt keinen Grund dar, auf diese Vorgaben zu verzichten. Im Gegenteil zeigt das Ergebnis die Dringlichkeit von Massnahmen, die zu einer höheren Akzeptanz von Windenergieprojekten in der Bevölkerung führen. Eine Änderung erfährt die Berechnung des Windzinses. Er soll durch eine produktionsabhängige Komponente (Anzahl produzierte Kilowattstunden pro Jahr) ergänzt werden.

Auf die Änderungen wird in den Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen in Kapitel 10 im Detail eingegangen.

7. Auswirkungen auf das Erreichen der Energie- und Klimaziele

Die übergeordneten Energie- und Klimaziele spiegeln sich in den kantonalen Strategien wider. So nimmt der Kanton im „Energiekonzept Kanton Thurgau 2020 bis 2030“ und in seiner Klimastrategie die Halbierung der CO₂-Emissionen bis 2030, so wie es im revidierten CO₂-Gesetz des Bundes steht, auf. Dieses Ziel steht im Einklang mit dem langfristigen Ziel (Netto-Null) im neuen Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG).

Das Halbierungsziel bis 2030 und das Netto-Null-Ziel bis 2050 setzen eine Dekarbonisierung bei den Heizungen und im Verkehr voraus. Dadurch wird der Stromverbrauch steigen. Um nicht in die gleichen Abhängigkeiten wie bei den fossilen Energieträgern zu gelangen, rückt die einheimische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern stärker in den Fokus.

Das „Energiekonzept Kanton Thurgau 2020 bis 2030“ enthält das Ziel, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 auf 495 GWh zu erhöhen. Dieses Ziel scheint aus heutiger Sicht realistisch. Wie eingangs erwähnt, reicht dieser Ausbau für die langfristige Dekarbonisierung nicht. Insbesondere die Solarstromproduktion muss zügiger weiter ausgebaut werden. Die vorgeschlagenen Anpassungen bringen vor allem im Bereich der Dachsanierungen eine wesentliche Erhöhung. Ein weiterer, wenn auch wesentlich geringerer Zubau ist im Rahmen der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand (Solarstromanlagen an oder auf Infrastrukturanlagen) zu erwarten.

Eine umfassende Dachsanierung steht rund alle 40 Jahre an, bei Flachdächern etwas früher, bei Steildächern etwas später (vgl. z.B. paritätische Lebensdauertabelle des Hauseigentümerversands [HEV]). Die jährliche Sanierungsrate müsste deshalb bei rund 2.5 Prozent liegen. Ausgehend von der Gebäude- und Wohnungsstatistik und der Annahme typischer Anlagengrössen für Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser sowie für mittelgrosse und grosse Gewerbe- und Industriebauten ergibt sich aus der Vorgabe, wonach bei umfassenden Dachsanierungen auch eine Solarstromanlage zu installieren ist, ein zusätzliches Potenzial von rund 48 GWh pro Jahr.

Im Rahmen des „Konzepts für einen stärkeren Zubau von grossen Solarstromanlagen auf Dachflächen und Infrastrukturanlagen im Kanton Thurgau“ aus dem Jahr 2021 wurde auch das Potenzial an oder auf Infrastrukturanlagen erhoben. Ohne Berücksichtigung von Deponien und Abbaugebieten beträgt dieses rund 41 GWh. Es wird angenommen, dass das Potenzial auf Infrastrukturanlagen innerhalb von 10 Jahren zur Hälfte ausgeschöpft werden kann.

In der Summe resultiert ein Zubau von zusätzlich rund 50 GWh aus Solarstromanlagen pro Jahr. Bei der Windenergie werden die vorgeschlagenen Massnahmen in dieser ENG-Revision als Voraussetzung für eine bessere gesellschaftliche Akzeptanz betrachtet. Ihre Wirkung kann deshalb nicht in GWh beziffert werden.

Das Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2030 zu halbieren, wird im „Energiekonzept Kanton Thurgau 2020 bis 2030“ weiter spezifiziert und daraus ein Reduktionsziel für fossile Brennstoffe von minus 46 Prozent gegenüber dem Stand von 2015 definiert. In absoluten Zahlen ausgedrückt bedeutet dies eine Reduktion von 3'000 GWh im Jahr 2015 auf 1'600 GWh im Jahr 2030. Eine wichtige Massnahme, um dieses Ziel zu erreichen, ist die vorgeschlagene Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie für Heizung und Warmwasser, wenn der Wärmeerzeuger ersetzt wird. Dieser Anteil soll von heute 15 auf 40 Prozent erhöht werden. Geht man davon aus, dass bei einer Lebensdauer von 20 Jahren (Sanierungsrate von 5 Prozent) zur Hälfte auf ein erneuerbares Heizsystem umgestiegen wird und zur Hälfte ein 1:1-Ersatz bei gleichzeitiger Reduktion des fossilen Energieverbrauchs durch Sanierungsmassnahmen von 40 Prozent erfolgt, können jährlich rund 54 GWh an fossiler Energie zusätzlich eingespart werden. Dies bedeutet eine zusätzliche Reduktion von jährlich 15'000 Tonnen CO₂.

Unterstützend für das Erreichen der Klimaziele im Wärmebereich wirken die neuen Vorgaben betreffend Abwärmenutzung. Sie können einen wesentlichen Beitrag zum Ausbau der Fernwärmenetze im Kanton Thurgau leisten. Mit der Nutzung auch über die Industrieareale hinaus stellt Abwärme neben Umgebungswärme (Luft, Erdreich, Grundwasser, See-/Flusswasser) und Holz eine wichtige Wärmequelle für die Zukunft dar.

Fernwärme hilft, von fossilen Energieträgern umzusteigen, wo andere Systeme technisch schwieriger umzusetzen sind, insbesondere in dichtbebauten Kernzonen von Gemeinden.

8. Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Die Energieversorgungssicherheit, die Reduktion der Auslandabhängigkeit und die Reduktion der Treibhausgasemissionen sind globale Herausforderungen, denen lokal und als Verbundaufgabe begegnet werden muss. Im „Energiekonzept Kanton Thurgau 2020 bis 2030“ und in der Klimastrategie definiert der Kanton Thurgau seine Energie- und Klimaziele und zeigt auf, wie er diese zu erreichen gedenkt.

Diese Strategien orientieren sich an den übergeordneten Zielen und Strategien der nationalen Energie- und Klimapolitik. Der Bund arbeitet mit Szenarien, die Aussagen zur Umsetzbarkeit und zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen erlauben. Die zwei wesentlichen Erkenntnisse aus den Energieperspektiven 2050+ (Volkswirtschaftliche Auswirkungen, BFE 2022) sind:

1. Das Ziel Netto-Null bis 2050 ist technisch erreichbar.
2. Die dafür nötigen zusätzlichen Investitionen für den Umbau des Energiesystems bis 2050 sind tragbar.

Es wird davon ausgegangen, dass die zusätzlichen gesamtschweizerischen Investitionen bis 2050 109 Mia. Franken höher liegen als bei einem Weiter-wie-bisher-Szenario. Als Vergleich: Bis ins Jahr 2050 werden die Investitionen, die ohnehin für die Erneuerung und den Ersatz von Elementen des Energiesystems (Energieerzeugung, Verteilung, Speicherung) anfallen, auf 1'400 Mia. Franken geschätzt. Wohlfahrt und Bruttoinlandsprodukt (BIP) steigen bis 2050 jährlich um 0.04 bzw. 0.07 Prozent weniger als im Referenzszenario (Weiter-wie-bisher), liegen aber immer noch im Bereich von einem Prozent pro Jahr. Die Beschäftigungseffekte sind leicht positiv. Zu den Gewinnern gehören der Bau- und Energiesektor. Der Strukturwandel von der energie- und treibhausgasintensiven Industrie hin zu den Dienstleistungen wird leicht verstärkt. Nicht berücksichtigt in den Studien des Bundes sind die Kosten des Nicht-Handelns bei ungebremsstem Klimawandel. Man geht heute davon aus, dass diese um ein Mehrfaches höher liegen als die Kosten, die durch Massnahmen für das Erreichen der Klimaziele entstehen.

Die vorgeschlagenen Anpassungen des ENG nehmen die oben erwähnten Herausforderungen auf. Sie beinhalten einen stärkeren Zubau bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Solarstrom- und Windenergieanlagen), den effizienteren Umgang mit Energie (z.B. die stärkere Nutzung von Abwärme aus industriellen Anlagen), die Erhöhung der Resilienz des Stromnetzes sowie die Stärkung der Vorbildfunktion.

Dass die Windenergie in unseren Breitengraden einen Beitrag zur Winterstromerzeugung leistet, ist unbestritten und wird vom Windpark „Verenafohren“ im deutschen Wiechs am Randen, nördlich von Schaffhausen, Jahr für Jahr belegt. Ebenso tragen Solarstromanlagen zur Verhinderung von Strommangellagen bei. Denn erstens leisten Solarstromanlagen auch in den Monaten November bis Januar einen Beitrag, zweitens weisen sie bereits wieder signifikante Ertragswerte auf, wenn es in Bezug auf eine Mangellage am kritischsten wird, nämlich in den Monaten Februar bis April.

Ein weiterer Aspekt der Versorgungssicherheit betrifft den sicheren Betrieb der Netzinfrastruktur, insbesondere des Stromnetzes. Im ENG sollen die notwendigen gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden, damit sich der Kanton im Hinblick auf zukünftige Krisen und eine vermehrt dezentrale Stromerzeugung besser aufstellt. Längere Stromausfälle wären für die Wirtschaft und Bevölkerung im Kanton Thurgau fatal.

Die Nutzung einheimischer, erneuerbarer Energiequellen hilft nicht nur beim Ersatz der wegfallenden Kernenergie, sondern ist auch eine wesentliche Voraussetzung für das Erreichen des Netto-Null-Ziels betreffend Treibhausgasemissionen. Denn ohne zunehmende Elektrifizierung im Heizungs- und Mobilitätssektor sind diese Ziele nicht erreichbar. Die Bereitstellung von Raumwärme basiert immer noch zu rund 60 Prozent auf fossilen Energieträgern (Erdöl und Erdgas), im Bereich Mobilität sind es über 90 Prozent.

Jeder Liter Erdöl und jeder Kubikmeter Erdgas, der durch einheimische, erneuerbare Energie oder durch Effizienzmassnahmen ersetzt wird, macht die Gesellschaft unabhängiger und damit weniger verletzlich gegenüber den Auswirkungen von Konflikten, auf die kein oder nur in geringem Masse Einfluss genommen werden kann. Betrachtet man die Wertschöpfungskette, verdienen an einem Liter Erdöl vor allem ausländische Firmen. Anders sieht es aus, wenn Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz oder einheimische Energieträger wie Holz, Umweltwärme oder Strom zum Einsatz kommen. Der grösste Teil der Wertschöpfung bleibt dann in der Schweiz.

9. Auswirkungen auf Kanton und Gemeinden

9.1. Auswirkungen auf den Kanton

Für den Kanton haben die geplanten Anpassungen finanzielle Auswirkungen in Bezug auf die Erfüllung der Vorbildfunktion. Tritt der Kanton als Bauherr auf, sind höhere Investitionskosten zu erwarten, weil bei Neubauten und umfassenden Sanierungen gegenüber den geltenden Anforderungen zusätzlich zum Dach auch die geeigneten Fassadenflächen für die Stromerzeugung genutzt werden müssen. Im Vergleich zu einer vorgehängten und hinterlüfteten Glas-, Eternit- oder Metallfassade ist eine Solarfassade rund doppelt so teuer im Anschaffungspreis. Dieser Aufpreis ist aufgrund der solaren Erträge nach wenigen Jahren amortisierbar. Bei tiefem Sonnenstand, also im Winterhalbjahr, liefern Fassadenanlagen höhere Erträge als Dachanlagen. Sie sind auch nie

24/42

mit Schnee bedeckt. Zudem profitieren sie vom Neigungsbonus bei der Einmalvergütung des Bundes. Neben dem Energieertrag beeinflussen auch die zukünftigen Strompreise die Wirtschaftlichkeitsrechnung. Aufgrund der neuen Rahmenbedingungen im nationalen Stromversorgungsgesetz ist in Zukunft in den Wintermonaten mit höheren Strom- und Rückspeisetarifen zu rechnen. Solarstromanlagen mit einem hohen Winterstromanteil profitieren davon.

In Bezug auf die zu erfüllenden Standards bei kantonalen Neubauten ändert sich gegenüber den heutigen Anforderungen aus finanzieller Sicht nichts. Denn wer auf den Eco-Zusatz verzichtet, muss gemäss § 4a Abs. 3 Konstruktionsauflagen erfüllen wie z.B. die Verwendung von Recycling-Beton. Auch Eco hat nicht nur eine Kosten-, sondern auch eine Nutzenseite. Zum Nutzen gehört beispielsweise die Verwendung gesundheitlich unbedenklicher Baustoffe, die Berücksichtigung von Schallschutz und Akustik oder der Rückbaufähigkeit von Bauteilen. Ein Teil dieser Aspekte sind insbesondere bei Gebäuden mit hoher Personenbelegung (z.B. Kantonsschulen, Spitäler) von Bedeutung.

Beim Bau oder der Sanierung von Infrastrukturanlagen entstehen zusätzliche Kosten, die sich aber amortisieren lassen. Beispielhafte Berechnungen zeigen, dass bei typischen Stromgestehungskosten von aktuell 7 bis 13 Rp./kWh und einer Anlagengrösse von 500 kWp (entspricht einer Modulfläche von rund 2'500 m²) Payback-Zeiten von 10 bis 20 Jahren resultieren. Diesen Berechnungen liegt ein Rückspeisetarif von 10 Rp./kWh (inkl. Vergütung des Herkunftsnachweises) zugrunde. Der Kanton hat auch die Möglichkeit, die Infrastruktur für die Nutzung der Solarenergie Investoren und Investorinnen zur Verfügung zu stellen, die Anlagen also nicht selbst zu bauen und zu betreiben. Der Kanton würde in diesem Fall die geeigneten Flächen vermieten. Eine andere Option bieten langfristige Abnahmeverträge mit grösseren Unternehmen (sog. Power Purchase Agreements [PPA]). Sie garantieren einen fixen Abnahmepreis über eine Zeitdauer von mehreren Jahren. Ebenso bestünde die Möglichkeit, Beteiligungen von Privaten an solchen Anlagen zuzulassen, beispielsweise für diejenigen, die aufgrund des Denkmal- oder Ortsbildschutzes auf dem eigenen Gebäude keine Solarstromanlage installieren dürfen.

Die Aufgaben können mit dem heutigen Personalbestand bewältigt werden.

9.2. Auswirkungen auf die Gemeinden

Auch die Gemeinden stehen neu in der Pflicht, bei Neubau oder Sanierung von kommunalen Infrastrukturanlagen (z.B. Stützmauern, Brücken, Strassenböschungen) die für die Solarstromerzeugung geeigneten Flächen zu nutzen. Infrastrukturen, die sich grundsätzlich eignen würden, sind beispielsweise Gemeindestrassen (Stützmauern, Bö-

schungen, Brücken, Lärmschutzwände), öffentliche Parkplätze oder Abwasserreinigungsanlagen. Die Investitionskosten werden dadurch steigen, jedoch generiert jede Solarstromanlage ab Inbetriebnahme Erträge. Den Investitionskosten ist deshalb auch immer eine Übersicht der Erträge über die Lebensdauer der Anlage gegenüberzustellen. Solarstromanlagen auf kommunalen Infrastrukturen bieten interessante Möglichkeiten für Gemeinschaftsanlagen, an denen sich beispielsweise Einwohner und Einwohnerinnen aus der Gemeinde, die nicht über eigene oder geeignete Dachflächen verfügen, beteiligen könnten. Bezüglich der Gestehungskosten und der Amortisationsdauer wird auf die Abschätzungen in Kapitel 9.1. verwiesen. Die Wirtschaftlichkeit hängt im Wesentlichen von den zukünftigen Strompreisen und Rückspeisetarifen sowie vom Betriebs- und Vermarktungsmodell für solche Anlagen ab.

Höhere Investitionskosten gegenüber den heutigen Anforderungen ergeben sich bei kommunalen Neubauten. Am Beispiel des Minergie-Pfades können die Auswirkungen grob aufgezeigt werden. Entschied sich die Gemeinde bisher für den Minergie-Pfad, genügte die Zertifizierung nach dem Minergie-Basisstandard. Neu müsste das Gebäude nach Minergie-P zertifiziert werden. Dies bedeutet eine Energieverbrauchsreduktion von 20 Prozent gegenüber Minergie. Erreicht wird dies primär durch eine besser isolierte Gebäudehülle. Dazu kommt eine höhere Bauqualität, weil die Luftdurchlässigkeitsmessung fester Bestandteil von Minergie-P ist. Zur Ertragsseite gehören schliesslich die Fördergelder des Bundes für Minergie-P-Bauten. Für Bauten im Basisstandard gibt es keine Förderbeiträge. Auf der Aufwandseite schlagen die Kosten für die bessere Gebäudeisolation zu Buche. Gegenüber dem Minergie-Basisstandard (heutige Anforderung) ist mit einem Baukostenaufschlag von rund fünf Prozent zu rechnen, wenn das Gebäude den Standard Minergie-P erreicht.

Weiterhin gibt es neben dem Minergie-Pfad alternative Wege zur Erfüllung der Vorbildfunktion.

Die Vorgabe, dass grosse Abwärmeüberschüsse bei Bedarf zur Verfügung gestellt werden müssen, kann für Gemeinden neue Opportunities schaffen. Abwärme kann als Wärmequelle für neue Fernwärmenetze dienen oder bestehende Netze ergänzen. Der Bau von Fernwärmenetzen mit Wärmezentrale und Leitungsbau – oft im öffentlichen Grund – ist aufwendig, kostenintensiv und kann sich über mehrere Jahre hinziehen. Grössere Netze müssen zudem in die räumliche Energieplanung der Gemeinde aufgenommen werden. Öffentliche Bauträgerschaften sind deshalb prädestiniert, solche Projekte an die Hand zu nehmen oder sich daran zu beteiligen. Die öffentliche Hand kann mit längeren Amortisationszeiträumen rechnen, was die Refinanzierung solcher Projekte erleichtert.

Die neuen Bestimmungen zur Windenergie sollen in erster Linie Rechtssicherheit für die Bewohner und Bewohnerinnen der Standortgemeinden und Nachbargemeinden schaffen. Nicht zuletzt sichern sich die Standortgemeinden finanziell ab, indem minimale Vorgaben betreffend Abgeltung, Beteiligung und Rückbau gesetzlich festgelegt werden.

In Bezug auf die Vollzugsaufgaben, welche die Politischen Gemeinden im Zusammenhang mit dem ENG wahrnehmen, ist aufgrund der vorgeschlagenen Änderungen ein zusätzlicher Aufwand zu erwarten. Der erwartete Zubau bei den Solarstromanlagen wird die Zahl der Eingaben bei den Gemeinden erhöhen. Es kann zwar das meiste neu im Meldeverfahren abgewickelt werden. Ein Mehraufwand bleibt aber wegen zusätzlicher Abklärungen bezüglich Ortsbildschutz, ISOS-Verträglichkeit in Ortszentren und Innenstädten.

Ein zusätzlicher Aufwand entsteht ebenso im Zusammenhang mit der Ausarbeitung von Ausbaukonzepten zu den Stromnetzebenen 5b, 6 und 7. Die Konzepte dienen dazu, die Investitionen ins Stromnetz effizient und voraussichtlich zu planen und die Netzkomponenten besser gegen Naturgefahren zu schützen. Langfristig lohnen sich diese Investitionen.

10. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Titel (geändert)

Energienutzung meint im engeren Sinne den Umgang mit Energie, nicht jedoch deren Erzeugung. Der Titel wird deshalb bereits heute dem Inhalt des Gesetzes nicht mehr vollständig gerecht, weil Gebäude vermehrt auch der Energieerzeugung dienen („Energiehub“-Gebäude). Mit den neu vorgeschlagenen Themen wie Solarstromanlagen auf oder an Infrastrukturanlagen oder Windenergie bekommt der Bereich Energieerzeugung im Gesetz noch mehr Gewicht. Das Gesetz soll daher neu mit Energiegesetz betitelt werden. Die Abkürzung „ENG“ soll hingegen beibehalten werden, damit sie sich von der Abkürzung des gleichnamigen Energiegesetzes des Bundes (EnG; SR 730.0) unterscheidet.

§ 1 Abs. 1 Ziff. 5 (neu)

Gemäss Art. 89 Abs. 4 BV sind für den Energieverbrauch in Gebäuden vor allem die Kantone zuständig. Das ENG war deshalb bisher vorwiegend auf den Gebäudebereich fokussiert. Mit den energie- und klimapolitischen Herausforderungen und dem im nationalen Energiegesetz (EnG) festgelegten Zubau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ändert dies, weil über die nationale Energiestrategie den Kantonen neue Handlungsfelder zugewiesen werden. Ein Beispiel ist die heute geltende Vorgabe, dass Neubauten einen Teil der benötigten Elektrizität selbst erzeugen müssen. Dies genügt

27/42

aber nicht mehr, um das Ziel der Dekarbonisierung zu erreichen. Deshalb ist eine Entwicklung hin zur Nutzung des solaren Potenzials von Gebäudehüllen und Infrastrukturanlagen anzustreben. Die zusätzliche Ziff. 5 in Abs. 1 trägt diesem Aspekt Rechnung und steht im Einklang mit den übergeordneten strategischen Zielen der kantonalen Energiepolitik.

§ 2 Abs. 2 (geändert), Abs. 2^{bis} (neu), Abs. 2^{ter} (neu), Abs. 2^{quater} (neu)

Für Neubauten der öffentlichen Hand werden die Anforderungen im Rahmen der Vorbildfunktion erhöht. Für den Minergie-Pfad bedeutet dies Minergie-P statt wie bisher Minergie-Basisstandard (§ 2 Abs. 2). Ebenso werden die Anforderungen alternativer Standards erhöht, so dass die Vergleichbarkeit mit Minergie-P gewährleistet ist. Bei einem Minergie-P-Gebäude liegt die Betriebsenergie gegenüber dem Minergie-Basisstandard 20 Prozent tiefer. Damit liegen auch die Kosten für das Heizen, Lüften und Klimatisieren 20 Prozent tiefer. Die Gebäude zeichnen sich gegenüber dem Basisstandard durch eine höhere Bauqualität aus und profitieren zusätzlich von Fördergeldern des Bundes.

Bei kantonalen Neubauten genügt der Standard Minergie-A wegen der generell geltenden Vorgabe zur Eigenstromerzeugung von 30 W/m² den Anforderungen an die Vorbildfunktion nicht mehr. Die Option Minergie-A wird deshalb gestrichen. Der Eco-Zusatz, der bereits heute bei kantonalen Neubauten „in der Regel“ einzuhalten ist, wird verpflichtend, wenn der Weg über Minergie gewählt wird. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass bei sehr energieeffizienten Bauten die sogenannte Graue Energie, also die Energie zur Gewinnung der Rohstoffe, zur Herstellung und Transport der Baustoffe und zur Erstellung des Gebäudes, gegenüber dem Energieverbrauch im Betrieb viel stärker ins Gewicht fällt. § 4a Abs. 3 ENV, der die Anforderungen definiert, wenn auf die Eco-Zertifizierung verzichtet wird, kann gestrichen werden.

Sowohl für kommunale als auch für kantonale Bauvorhaben bleibt der Weg über drei Standards (Minergie, Standard Nachhaltiges Bauen Schweiz [SNBS], SIA-Effizienzpfad Energie [SIA 2040]) nach wie vor offen. Aus Gründen der Qualitätssicherung und der Vollzugeffizienz ist bei Anwendung dieser drei Standards eine Zertifizierung durchzuführen. Vergleichbare andere Standards oder individuelle Energiekonzepte weisen im Einzelfall anhand energetischer Kriterien die Einhaltung der Vorbildfunktion nach. Dies öffnet Möglichkeiten in Bezug auf innovative und kreative Lösungsfindungen.

Die Nutzung des solaren Potenzials auf Dachflächen im Rahmen der Vorbildfunktion ist mit dem auf den 1. Juli 2023 in Kraft gesetzten § 4c ENV bereits vorgeschrieben. Die neu vorgeschlagenen Bestimmungen in § 2 Abs. 2^{bis} und Abs. 2^{ter} sprechen von Gebäudehülleflächen und Infrastrukturanlagen, womit die gesetzliche Grundlage geschaffen wird, um über die Dachflächen hinaus im Rahmen der Vorbildfunktion weitere Flächen

für die Stromproduktion zu erschliessen. Dies betrifft einerseits die Fassaden der Gebäude und andererseits Infrastrukturanlagen.

Bei Fassadenanlagen werden die gestalterischen Möglichkeiten laufend erweitert. Zurzeit ist die Branche daran, die brandschutzrechtlichen Vorgaben zu definieren, so dass Solarstromanlagen an Fassaden auch bei Gebäuden mit Höhen über 30 m möglich sind. Das entsprechende „Stand-der-Technik-Papier“ wird in der zweiten Hälfte 2025 erwartet. Der Begriff „geeignet“ bezieht sich auf die Ausrichtung der Fassade, wobei nur solche mit einer Globalstrahlung von mindestens 75 Prozent in Frage kommen (vgl. Grafik Anhang 7 ENV). 100 Prozent beträgt die Globalstrahlung auf einem Flachdach. 75 Prozent wird an Fassaden erreicht, die entweder nach Südosten, Süden oder Südwesten ausgerichtet sind. An diesen Fassaden ist mindestens die Hälfte der nicht-durchsichtigen (opaken) Fläche mit Solarmodulen zu bestücken. Ausgenommen sind Fassadenflächen, deren Jahresertrag unter Berücksichtigung einer vorliegenden Verschattung um mehr als 50 Prozent reduziert wird. Diese Detailbestimmungen werden auf Verordnungsstufe aufgenommen.

Im „Energiekonzept Kanton Thurgau 2020 bis 2030“ wurde mit der Massnahme Nr. 18 der Auftrag formuliert, die Potenziale und Hemmnisse für den Bau grosser Solarstromanlagen zu erheben und daraus Massnahmen zur Stärkung der Anreize zu erarbeiten. Aus diesem Auftrag ist das „Konzept für einen stärkeren Zubau von grossen Solarstromanlagen auf Dachflächen und Infrastrukturanlagen im Kanton Thurgau“ entstanden, das im November 2021 publiziert wurde. Die Studie gibt unter anderem einen Überblick, wie gross die Potenziale auf, an oder neben verschiedenen Infrastrukturanlagen sind. Untersucht wurden dabei National- und Kantonsstrassen, Bahntrassen, Parkplätze, Kraftwerke, Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Deponien, Kiesgruben und Steinbrüche. Für die Abklärung der Machbarkeit wurden unterschiedliche Konstruktionstechnologien von Solarstromanlagen geprüft. Bei der Erschliessung des gesamten Potenzials liessen sich pro Jahr rund 77 GWh Solarstrom gewinnen. Das entspricht 4.5 Prozent des jährlichen Stromverbrauchs im Kanton.

Basierend auf dieser Erhebung hat der Regierungsrat ein Umsetzungskonzept verabschiedet (RRB Nr. 755 vom 14. Dezember 2021). Die darin enthaltene Massnahme 4 fordert den forcierten Ausbau der Solarstromproduktion auf Dächern/Infrastrukturen der öffentlichen Hand, wobei das entsprechende Potenzial bereits innerhalb der nächsten zehn Jahre zu erschliessen sei. Die vorgesehene Ergänzung der Vorbildfunktion nimmt dieses Anliegen auf.

Dass Solarstromanlagen primär auf Dächern installiert werden sollen, ist unbestritten. Stromerzeugung auf Infrastrukturanlagen ist aber eine sinnvolle Ergänzung, stösst auf hohe Akzeptanz und hat Symbolcharakter. Oft lassen sich dadurch Synergieeffekte nutzen. Ein mit Solarmodulen überdachter Parkplatz spendet beispielsweise Schatten für

die Autos und Strom für das Aufladen der Elektrofahrzeuge. Der vorliegende Paragraph beinhaltet eine Vorgabe für Kanton und Gemeinden, beim Neubau von Infrastrukturanlagen oder bei deren Sanierung das solare Potenzial zur Stromerzeugung zu nutzen. Falls beispielsweise eine Lärmschutzwand an einer Kantonsstrasse neu zu erstellen ist, wäre zukünftig bereits in der Planungsphase zu prüfen, ob sich diese für die Solarstromerzeugung eignet und – falls geeignet – mit Solarmodulen zu bestücken. Unabhängig von Sanierungen soll bei bestehenden Infrastrukturanlagen das Potenzial mit einer als angemessen erachteten Frist bis Ende 2035 überprüft werden. Dies soll in einem neuen § 2 Abs. 2^{quater} vorgeschrieben werden. Die Frist wurde aufgrund der Rückmeldungen aus der Vernehmlassung um fünf Jahre verlängert. Die Überprüfung umfasst die Abklärung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit. Eine Solarstromanlage auf oder an einer Infrastrukturanlage gilt als technisch machbar, wenn dadurch deren Hauptzweck und die Sicherheit zu hundert Prozent gewährleistet bleiben.

Titel nach § 2a (geändert)

2. Förderbestimmungen

In diesem Abschnitt werden nicht einzelne Fördermassnahmen aufgeführt und geregelt. Vielmehr enthält dieser Abschnitt Bestimmungen, die regeln, wie und mit welchen Mitteln die mit dem ENG verfolgten Zwecke gefördert werden sollen. „Förderbestimmungen“ ist daher der treffendere Titel für diesen Abschnitt.

§ 6b Abs. 1 (geändert), Abs. 2 (geändert)

Das neue Stromgesetz des Bundes sieht eine schweizweite Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energieträgern von 35 TWh/a bis 2035 vor. Heruntergebrochen auf den Kanton Thurgau entspricht dies rund 1'160 GWh. Im Jahr 2023 lag die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) gemäss Energie- und CO₂-Statistik des Kantons bei rund 290 GWh. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Kanton Thurgau sollen mit dieser Anpassung einen Beitrag zur Lückenschliessung leisten. Dazu sollen sie allen Endverbrauchern mindestens ein Stromprodukt anbieten, das nicht nur wie bisher bevorzugt, sondern mehrheitlich aus Schweizer Produktion stammt (Abs. 1). Mehrheitlich bedeutet einen Anteil von mehr als 50 Prozent. Endverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch von weniger als 100'000 kWh sind an ihren Stromversorger gebunden. Für sie und diejenigen, die in der Grundversorgung bleiben wollen, soll das Standardprodukt wie bisher ausschliesslich aus erneuerbarer Energie, aber neu mehrheitlich und nicht nur bevorzugt aus der Schweiz stammen. Das Standardprodukt erhält jeder Kunde und jede Kundin in der Grundversorgung, wenn er oder sie nicht ein anderes Produkt verlangt.

30/42

Titel nach § 6b (geändert)

3. Energienutzungsbestimmungen

Der bisherige Titel „Energiesparmassnahmen“ deckt den Inhalt der nachfolgenden Paragraphen ungenügend ab; teilweise steht er im Widerspruch zu einzelnen Bestimmungen. So geht es bei den Anforderungen an Neubauten nicht um das Energiesparen, sondern darum, dass Neubauten von Beginn an wenig Energie verbrauchen. Energienutzung, also der effiziente Umgang mit Energie, wird dem eigentlichen Sinn und Zweck der unter diesem Titel aufgeführten Paragraphen besser gerecht. Mit „Energienutzungsbestimmungen“ ist die Einheitlichkeit der Titel im ENG gewahrt.

§ 8 Abs. 1^{bis} (geändert)

Die ursprüngliche Idee von Abs. 1^{bis} war, dass Neubauten einen Teil ihres Stromverbrauchs selbst produzieren. Das Resultat waren zu einem grossen Teil Solarstromanlagen, die nur einen kleinen Teil der geeigneten Dachfläche belegten. Angesichts der Herausforderungen zur Stärkung der Versorgungssicherheit und dem allmählichen Ausstieg aus den fossilen Energien genügt dies nicht mehr. Der Fokus richtet sich im Neubau vermehrt auf das solare Potenzial der Gebäudehüllefläche und schliesst damit vermehrt auch die geeignete Fassade mit ein. „Geeignet“ bezieht sich auf die technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Eigenstromerzeugung. Beibehalten werden sollen die Ersatzlösungen über eine bessere Wärmedämmung als gesetzlich gefordert. Ersatzlösungen kommen tendenziell dann zum Einsatz, wenn die technische oder wirtschaftliche Machbarkeit in Frage gestellt werden, beispielsweise, wenn ein Gebäude stark beschattet wird.

Im Zusammenhang mit den Beratungen zur „Thurgauer Solarinitiative“ und zum Gegenvorschlag war es dem Grossen Rat ein Anliegen, dass in Bezug auf die Dimensionierung der Eigenbedarf im Vordergrund steht. Einen Anhaltspunkt, wie gross die Solarstromanlagen zu dimensionieren sind, liefert das Argumentarium von Kantonsrat Andreas Guhl zu seinem Änderungsantrag, den er anlässlich der parlamentarischen Behandlung der „Thurgauer Solarinitiative“ und des Gegenvorschlags eingebracht hatte und dem schliesslich zugestimmt wurde. Es ist die Rede von der Hälfte des aktuellen oder zu erwartenden Jahresstromverbrauchs, der durch die Solarstromanlage gedeckt werden sollte. Aus der externen Vernehmlassung kam der Wunsch, bei der Definition des Eigenbedarfs auch zukünftige Anwendungen zu berücksichtigen. Dies betrifft bei Neubauten insbesondere die Annahme, dass ein Auto pro Haushalt zukünftig elektrisch unterwegs ist und mehrheitlich zuhause geladen wird, was im Einklang mit der Idee des „Energiehub Gebäude“ aus der Gebäudepolitik 2050+ der Kantone steht.

31/42

Der Stromverbrauch eines Gebäudes setzt sich somit aus drei Komponenten zusammen:

- Strom für die Betriebseinrichtungen, Beleuchtung, Lüftung/Klimatisierung, Gebäudetechnik (ohne Heizung)
- Strom für die Heizung
- Strom zum Laden des Elektrofahrzeugs.

Die zweite Komponente fällt dann ins Gewicht, wenn mittels Wärmepumpe geheizt wird. Im Neubau ist dies heute Standard, auch wenn Neubauten an Fernwärme- oder Anergienetze angeschlossen werden. Denn auch in diesen Fällen kommen in der Regel Wärmepumpen – in der Wärmezentrale oder dezentral im Gebäude – zum Einsatz, um die notwendigen Temperaturen für Heizung und Warmwasser zu erreichen. In bestehenden Gebäuden wird die Wärmepumpe allmählich zum Standard, denn im Jahr 2050 dürften keine fossilen Heizsysteme mehr installiert sein. Für die Elektromobilität gilt dasselbe. Bis 2050 sollten Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch elektrische Antriebe ersetzt sein. Deshalb werden die Komponenten 2) und 3) in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

Aufgrund der Kennzahlen aus den SIA-Normen (SIA 380/1 [Thermische Energie im Hochbau], SIA 380/4 [Elektrische Energie im Hochbau] und SIA 2060 [Infrastruktur für Elektrofahrzeuge in Gebäuden] wurden durchschnittliche Stromverbrauchswerte ermittelt. Verglichen wurden ein typisches Einfamilienhaus, ein typisches Mehrfamilienhaus und ein typisches Bürogebäude. Die Berechnungen ergeben folgende Durchschnittswerte zu den drei Komponenten:

- 40 kWh/m² Energiebezugsfläche (EBF)
- 8 kWh/m² EBF
- 11 kWh/m² EBF.

In der Summe ergibt dies einen durchschnittlichen Strombedarf von rund 60 kWh/m² EBF. Dieser Wert ist gemäss Gegenvorschlag zur „Thurgauer Solarinitiative“ zu halbieren (30 kWh/m² EBF). Um diesen Bedarf abzudecken, wäre eine Solarstromanlage mit einer Leistung von 33 W pro m² EBF notwendig.

Der Regierungsrat schlägt deshalb vor, an der heute geltenden Mindestanforderung von 30 W/m² EBF (§ 42e Abs. 1 ENV) vorläufig festzuhalten. Eine zunehmende Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs kann zu einem späteren Zeitpunkt zu einer Anpassung führen. Das Festhalten an der Bezugsgrösse EBF bietet sich aus Vollzugsgründen an und lässt bei Neubauten weiterhin Spielraum für Ersatzlösungen (weniger Solarstrom, aber besser gedämmte Gebäudehülle gemäss § 42f ENV).

Für Neubauten, die über keine EBF verfügen, also nicht beheizt oder klimatisiert werden, soll gemäss Gegenvorschlag zur „Thurgauer Solarinitiative“ ebenfalls eine Vorgabe zur Installation einer Solarstromanlage bestehen. Darunter fallen beispielsweise Lager- oder Einstellhallen. Dank der Möglichkeit eines virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (vZEV) im revidierten Energiegesetz des Bundes (EnG), das am 1. Januar 2025 in Kraft getreten ist, gibt es heute theoretisch keine Gebäude mehr ohne Eigenbedarf. Der Strom wird zwar nicht in der Lagerhalle benötigt, aber im Gebäude nebenan. Die Vorgabe soll nicht für eine kleine Garage oder einen Unterstellplatz gelten, sondern erst ab einer Gebäudefläche von 150 m². Der Bund verwendet dieselbe Grösse bei der neu eingeführten Solarstrompflicht bei Neubauten (Art. 45a EnG). Belegt werden dabei Dachflächen ab einer Globalstrahlung von 85 Prozent (Flachdächer und geneigte Dachflächen mit Ausrichtung Ost bis West), wobei mindestens 60 Prozent der Dachfläche zu belegen ist. Die Einschränkung auf 60 Prozent berücksichtigt technische Aufbauten, Absturzsicherungen und Abstandsflächen.

Im Neubau sind die Gestaltungsmöglichkeiten in Bezug auf die Solarstromanlage vielfältig, so dass auch in Ortsbildschutzzonen immer eine Lösung gefunden werden kann. Ausnahmeregelungen beim Neubau aus ortsbildpflegerischen Gründen erübrigen sich deshalb.

Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass die bisher technologieoffene Formulierung ohnehin dazu führt, dass Solaranlagen erstellt werden, zumal es kaum praktikable Alternativen gibt, um die erforderliche Energie zu produzieren. Deshalb soll dies nun auch so benannt werden. Ein Mix verschiedener Technologien ist aber weiterhin möglich. Zudem wird auf Verordnungsstufe präzisiert, dass die Fläche, die allenfalls für eine Solarthermieanlage genutzt wird, angerechnet werden kann. Zur Systematik von § 8 ist anzumerken, dass Abs. 1 ausdrücklich das Thema „Wärme“ regelt, während es in Abs. 1^{bis} explizit um „Strom“ geht.

§ 8a Abs. 2 (geändert)

Die zukünftigen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich („Energiehub Gebäude 2025“) sehen vor, dass sowohl in Neubauten als auch beim Wärmeerzeugerersatz vollständig erneuerbare Energie verwendet wird und nur in Fällen der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit und in Härtefällen Ausnahmen möglich sind. Sie sollen 2025 von der EnDK verabschiedet werden. Danach soll ihre Implementation in die kantonalen Gesetze bis spätestens 2030 erfolgen. Eine Abstufung in 5-Prozent-Schritten alle fünf Jahre gemäss bestehendem § 8a Abs. 2 kann mit diesen Vorgaben nicht mehr Schritt halten.

Deshalb soll in einem Zwischenschritt der Anteil an erneuerbarer Energie für Heizung und Warmwasser ab dem Inkraftsetzungsjahr von 15 auf mindestens 40 Prozent erhöht

werden. Mit der Erhöhung des Mindestanteils müssen auch die Anforderungen gemäss § 42a ENV angepasst werden. Nur in Gebäuden, die gut wärmegeklämt sind (GEAK B in Bezug auf Gebäudehülleffizienz) oder die nach dem 6. Februar 2011 bewilligt wurden, könnte nochmals eine Öl- oder Gasheizung installiert werden. Am 6. Februar 2011 trat das revidierte Energiegesetz mit der Implementierung der MuKE n 2008 in Kraft. Mit dieser Revision wurden an Neubauten höhere energetische Anforderungen gestellt.

Ebenso müssen die Standardlösungen, anhand derer die Anforderungen an den Heizungsersatz vollzogen werden, geändert werden. Das bewährte System von Standardlösungen und Kombinationen von Standardlösungen soll beibehalten und ergänzt werden. Bei den Hauptstandardlösungen stehen zwei Wege offen: entweder der Umstieg auf ein erneuerbares Heizsystem (z.B. Wärmepumpe, Holzfeuerung, Anschluss an ein mit erneuerbarer Energie betriebenes Wärmenetz) oder die energetische Sanierung der Gebäudehülle (Dach, Fassade, Fenster). Eine mögliche Kombination bei einem 1:1-Ersatz eines Gaskessels könnte wie folgt aussehen: Ersatz der Fenster, Dachsanierung und Bezug von Biogas.

Es sei an dieser Stelle noch erwähnt, dass es Strategie des Kantons ist, die Bewilligungsverfahren für Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien zu vereinfachen und zu beschleunigen. Im Rahmen einer laufenden Revision des Planungs- und Baugesetzes (PBG; PBG; RB 700) werden deshalb entsprechende Vereinfachungen auch für den Heizungsersatz vorgeschlagen, indem in diesem Fall das Baubewilligungs- durch ein Meldeverfahren abgelöst wird.

§ 8b (neu)

Anforderungen an Sanierungen

Die Anforderungen an Sanierungen sollen dahingehend präzisiert werden, dass der Stand der Technik vorgegeben wird. Das Ziel ist eine gute Gebäudehülle, so dass der Energiebedarf für Heizung und Klimatisierung möglichst gering ausfällt. In der ENV können Grenzwerte für sanierte Bauteile dem Stand der Technik entsprechend angepasst werden, z.B. könnte der vorgesehene Dämmwert energetisch sanierter Wände von aktuell 0.25 auf 0.20 W/m²K (sog. „U-Wert“) gesenkt werden. Bei der Definition, was der Stand der Technik ist, geben die SIA-Normen zwischen Grenz- und Zielwert stets den Rahmen vor. Für denkmalgeschützte Gebäude gelten heute bereits Erleichterungen für den winterlichen Wärmeschutz (§ 28 Abs. 2 Ziff. 4 ENV). Aufgrund der Rückmeldungen aus der externen Vernehmlassung wurde Abs. 1 präziser formuliert.

§ 8c (neu)**Anforderungen an umfassende Sanierungen**

Die Anforderung der Eigenstromerzeugung, die für Neubauten bereits gilt, soll mit der neuen Bestimmung auf bestehende Bauten ausgedehnt werden, so wie dies auch die neuen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich vorsehen. Sie greift aber erst dann, wenn eine umfassende Dach- oder Fassadensanierung ansteht. Bei Fassadensanierungen soll die Vorgabe nur gelten, wenn auf der sanierten geeigneten Fläche eine grosse zusammenhängende Solarstromanlage möglich ist. Im Falle einer Dach- oder Fassadensanierung müssen Gerüst und Absturzsicherung installiert werden, womit sich der Zusatzaufwand einer Solarstromanlage im Wesentlichen auf die Investitions- und Installationskosten der Anlage beschränkt. Die Investitionskosten werden durch Beiträge des Bundes (Einmalvergütung) und des Kantons (bei energetischen Dachsanierungen) reduziert. Die Einschränkung der technischen Machbarkeit bezieht sich auf den Fall, dass die Dach- oder Fassadenkonstruktion eine ungenügende Traglast aufweist. Kann dieses Problem im Rahmen einer umfassenden Sanierung nicht mit verhältnismässigem Aufwand behoben werden, ist der Eigentümer oder die Eigentümerin von der Vorgabe entbunden. Als wirtschaftlich sinnvoll gelten Solarstromanlagen auf Flachdächern sowie auf Schrägdächern mit einer Mindestglobalstrahlung von 85 Prozent, ebenso Anlagen an südost-, süd- und südwestausgerichteten Fassaden (Globalstrahlung mindestens 75 Prozent).

Bezüglich der Dimensionierung hat der Grosse Rat den Gegenvorschlag zur „Thurgauer Solarinitiative“ wie bei den Neubauten so angepasst, dass primär der Eigenbedarf abgedeckt ist. Auch hier schlägt der Regierungsrat vor, zukünftige Anwendungen, die viel Strom benötigen wie Heizung (Wärmepumpe) und E-Fahrzeug in der Berechnung zu berücksichtigen. Die Berechnungen bei den Erläuterungen zu § 8 Abs. 1^{bis} gelten deshalb für bestehende Bauten sinngemäss. Allerdings ist von einem höheren Wärmebedarf auszugehen. Gemäss SIA-Norm 380/1 beträgt der Grenzwert für Sanierungen das Anderthalbfache des Grenzwerts bei Neubauten. Die Solaranlagenleistung pro m² EBF müsste deshalb bei rund 37 W liegen. Trotzdem schlägt der Regierungsrat vor, mit einem Mindestwert von 30 W/m² EBF zu starten, weil dieser die Deckung des Eigenbedarfs aktuell besser abbildet.

Bei Gebäuden ohne EBF gilt die Vorgabe wie bei Neubauten erst ab einer Grundfläche von 150 m². Wird die Fassade umfassend saniert, richtet sich die Grösse nach der grösstmöglichen zusammenhängenden rechteckigen Fläche. Bagatellflächen sind von der Vorgabe auszunehmen. Diese Details werden in der Verordnung festgehalten.

Die Bestimmung gilt nicht für den Fall, dass am Dach oder an der Fassade nur Reparaturen vorgenommen werden.

35/42

Ergibt die Einzelfallprüfung bei einem denkmalgeschützten Gebäude oder einem Standort in der Ortsbildschutzzone, dass die Installation einer Solarstromanlage nicht möglich ist, können Ausnahmen gewährt werden (Abs. 2).

§ 10 Abs. 1 (geändert)

Im Zusammenhang mit den Anforderungen an Grossverbraucher mit grossen Abwärmemengen oder grossem Kühlbedarf (§ 10a) wird der bisherige § 10 ENG angepasst. Er soll nicht nur für Räume, sondern auch für Bauten gelten. Zudem gibt es neu nicht mehr die Wahl zwischen Effizienz und erneuerbarer Energie für die Kühlung und Befeuchtung, sondern beide Anforderungen sind zu erfüllen. Insbesondere passen Kühlbedarf und Eigenstromerzeugung mittels Solarstromanlagen auf oder am Gebäude zeitlich gut zusammen. Derartige Lösungen sind auch wirtschaftlich interessant. Diese Bestimmung gilt für den Neueinbau sämtlicher Anlagen für Kühlung, Be- und Entfeuchtung, ist also nicht auf Grossverbraucher mit grossen Abwärmemengen beschränkt. Wird eine bestehende Anlage saniert, kommt die Bestimmung nicht zur Anwendung. Besonders effiziente Anlagen oder Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, meint inhaltlich dasselbe. Da im Gesetz allgemein vom „Stand der Technik“ die Rede ist, soll dieser Begriff anstelle von „besonders effizient“ verwendet werden. Aus Vollzugsgründen und um Bagatellfälle auszuschliessen, wird die Anforderung an das Kriterium „baubewilligungspflichtig“ geknüpft. Ein mobiles Kühl- oder Entfeuchtungsgerät ist von diesem Paragraphen folglich nicht betroffen.

§ 10a (neu)

Abwärmennutzung

Der Bau von Daten- und Rechenzentren hat eine Diskussion ausgelöst, welche Anforderungen an Energiegrossverbraucher dieser Dimension gestellt werden sollen. Die Server eines Rechenzentrums brauchen sehr viel Strom und müssen permanent gekühlt werden. Dadurch entsteht viel Abwärme. Gemäss heutiger Gesetzgebung sind derartige Energieverbraucher verpflichtet, ihren Energieverbrauch aufgrund einer freiwilligen Zielvereinbarung zu analysieren und zu optimieren oder abzusenken (§ 14 ENG). Ebenso sind für die Kühlung effiziente Anlagen einzusetzen oder sie sind mit erneuerbarer Energie zu betreiben (§ 10 ENG). Die in den Prozessen anfallende Abwärme ist gemäss ENV zu nutzen (§ 38 ENV).

Damit die Anforderungen nicht nur für Rechenzentren gelten, bezieht sich der neue § 10a generell darauf, dass bei einem Neubau, bei Erneuerung oder Umbau von Anlagen nach Abzug des eigenen Bedarfs mindestens 2 GWh Abwärme zur Verfügung stehen. Diese Abwärme kann aus einer Kühlanlage oder aus einem anderen Prozess, bei dem Wärme benötigt wird oder Abwärme entsteht, stammen. Neu muss dieser Überschuss bei Bedarf Dritten zur Verfügung gestellt werden. Bedingung ist aber, dass diese

Abwärme im Betrieb technisch sinnvoll gefasst werden kann und dies wirtschaftlich tragbar ist. Bei einer Abwärmemenge von 2 GWh pro Jahr kann ein Wärmenetz von rund 1'000 m Leitungslänge wirtschaftlich betrieben werden oder ein grosser Wärmebezügler im Abstand von 1'000 m versorgt werden (Anhaltspunkt: 2 MWh pro Jahr und Trassenmeter). Die Unternehmen haben aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen grundsätzlich ein Interesse, möglichst wenig Abwärme zu produzieren und solche, die nicht vermieden werden kann, wenn möglich selbst zu nutzen.

Sofern es sich um Neubauten handelt, ist das gesamte solare Potenzial der geeigneten Gebäudehüllflächen zur Eigenstromerzeugung zu nutzen. Zudem muss die für den Betrieb benötigte Elektrizität vollständig aus erneuerbaren Quellen stammen.

An Neubauten, die viel Abwärme generieren, sollen erhöhte Ansprüche an die Effizienz gestellt werden können. Die Einhaltung von höheren Anforderungen kann beispielsweise über Labels sichergestellt werden.

§ 14a Abs. 2 (neu)

Wechselt eine Immobilie den Eigentümer oder die Eigentümerin, besteht in der Regel eine grosse Informationsasymmetrie in Bezug auf den energetischen Zustand der Immobilie. Dieser hat grossen Einfluss auf die Heiznebenkosten. Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) sehen deshalb in einem Modul vor, für bestimmte Bauten eine Informationspflicht einzuführen. Die Kantone Freiburg, Luzern, Basel-Stadt, Waadt, Neuenburg und Jura haben dieses Modul in unterschiedlicher Ausprägung in ihre Energiegesetzgebung integriert. Eine Informationspflicht bei Handänderungen kennen die Kantone Freiburg, Waadt und Jura.

Die Formulierung „in Form eines Gebäudeenergieausweises oder eines vergleichbaren Instruments“ lässt bezüglich zulässiger Instrumente einen gewissen Spielraum. Üblich dürfte für die meisten Gebäudekategorien der Gebäudeenergieausweis der Kantone, kurz GEAK, sein, wobei der vereinfachte GEAK ohne Beratungsbericht genügt. Ebenfalls in Frage kommen beispielsweise der Energienachweis nach SIA 380/1, der Minerale-Nachweis oder eine Gebäudeanalyse gemäss Pflichtenheft des Bundesamts für Energie (BFE). Generell gilt, dass ein alternatives Informationsinstrument punkto Qualität, Objektivität und Vergleichbarkeit ähnliche Anforderungen erfüllen muss, wie sie an den GEAK gestellt werden.

Der GEAK oder eine Alternative wird den potenziellen Käufern und Käuferinnen vor der öffentlichen Beurkundung vorgelegt, sofern die Baubewilligung für die Liegenschaft vor dem 6. Februar 2011 erteilt wurde. Nicht als Veräusserungen gelten Handänderungen zwischen gesetzlichen Erben (von Todes wegen oder unter Lebenden) oder wegen Auflösung des Güterstandes sowie die Übertragung an einen Gesamt- oder Miteigentümer

oder -eigentümerin. Ebenfalls ausgenommen von der Vorgabe ist der Fall, wo unmittelbar nach der Handänderung ein Ersatzneubau geplant ist. Eine Kontrolle dieser Bestimmung ist nicht erforderlich, denn es liegt in der Hand eines potenziellen Kaufinteressenten, Informationen zum energetischen Zustand der Liegenschaft einzufordern. Die Kosten für die Bereitstellung der notwendigen Informationen gehen zulasten des bisherigen Eigentümers oder der Eigentümerin. Die Erstellung eines GEAK durch einen GEAK-Experten kostet für ein Einfamilienhaus rund 1'000 Franken, für ein Mehrfamilienhaus rund 1'300 Franken.

Die Statistik der Grundbuchämter des Kantons Thurgau (Grundbuch- und Notariatsverwaltung Kanton Thurgau, Statistik Geschäftsfälle Grundbuchämter 2023) zeigt, dass im Jahr 2023 5'174 Handänderungen vorgenommen wurden. Es wird angenommen, dass rund die Hälfte (ca. 2'600) davon bebaute Liegenschaften und Stockwerkanteile betrifft. Davon abzuziehen sind Gebäude, die nach 2010 erstellt wurden. Am Gebäudebestand beträgt ihr Anteil rund 8 Prozent. In rund 10 Prozent der Fälle dürfte ein GEAK oder ein Energienachweis bereits vorliegen. Denn der GEAK ist im Rahmen der finanziellen Förderung von Gebäudehüllesanierungen ab einer Fördersumme von 10'000 Franken seit mehreren Jahren verpflichtend (Bundesvorgabe). Auch bei Beratungen kann bereits ein GEAK erstellt worden sein. Zudem reduziert sich die Anzahl betroffener Handänderungen nochmals, weil bei der Übertragung von Stockwerkanteilen der GEAK oder ein vergleichbares Instrument nur einmal für das gesamte Gebäude erstellt werden muss. Somit verbleiben rund 1'500 Handänderungen pro Jahr, bei denen die energetischen Informationen zum Gebäude erstellt werden müssten. Als Vergleich: Im Jahr 2024 wurden im Kanton Thurgau 454 GEAK erstellt.

Befürchtungen, wonach zu wenige Fachleute zur Ausstellung von Gebäudeenergieausweisen oder vergleichbaren Instrumenten vorhanden sind, werden sich spätestens mit der Einführung des digitalen GEAK zerstreuen. Ziel ist es, diesen 2027 einzuführen. Der Aufwand für dieses Produkt, das sich die vorhandenen GEAK-Daten zunutze macht, wird erheblich tiefer sein, da keine Begehung vor Ort mehr nötig ist.

Die Informationspflicht wird vorderhand auf Wohnbauten beschränkt. Dies wird in der ENV festgehalten. Zudem ist eine Übergangsfrist von einem Jahr vorgesehen. Eine spätere Ausdehnung auf weitere Gebäudekategorien ist denkbar.

§ 14d (neu)

Mit der Dekarbonisierung geht eine stärkere Elektrifizierung des Energiesystems einher, wie dies einleitend dargestellt wird. Die Dezentralisierung der Stromerzeugung (v.a. durch Solarstromanlagen) und zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge stellen auch neue Herausforderungen an das Stromnetz, insbesondere an das Verteilnetz (Netzebenen 5b, 6 und 7), dar.

So muss die Stromversorgung in Zukunft vermehrt in der Lage sein, flexibel auf sich schnell ändernde Lastflüsse im Verteilnetz, verursacht durch die zunehmende Volatilität von Stromangebot und -nachfrage, zu reagieren. Eine systematische und langfristige Netzplanung wird somit immer wichtiger. Die Ausarbeitung eines Ausbaukonzeptes soll der Politischen Gemeinde und dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen entsprechende Planungssicherheit geben. Basis bildet eine umfassende Situationsanalyse über das Verteilnetz und eine Prognose bis 2050. Anhand der anschliessenden Netzanalysen werden zukünftige Engpässe erkannt und die notwendigen Netzausbauten geplant.

Um die Resilienz des Stromnetzes zu verbessern, ist aber nicht nur entscheidend, was im Netz, sondern auch was ausserhalb des Netzes passiert. Eine grobe Analyse hat ergeben, dass rund 15 Prozent der rund 2'000 bestehenden Transformatorstationen im Verteilnetz des Kantons Thurgau in potenziellen Rutsch-, Hochwasser- oder Überflutungsgebieten stehen. Zum Ausbaukonzept gehört deshalb eine Bedrohungsanalyse durch Naturgefahren. Die Verteilnetzbetreiber sollen ihre bestehenden Anlagen mit der Gefahrenkarte überlagern und betroffene Anlagen identifizieren. Aufgrund der Ergebnisse sollen geeignete Massnahmen definiert werden. Dies können beispielsweise die temporäre Versorgung mit einer Netzersatzanlage, die angemessene Ersatzteilhaltung, Netzumschaltungen oder mittelfristig der Umbau oder die Umplatzierung der Anlage sein. Neuanlagen sind von dieser Massnahme nicht betroffen, da das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) bereits heute Anforderungen bezüglich Bauten in Gefahrenzonen stellt.

Die Analyse und das Konzept sind bis 2030 zu erstellen. Für die Ausarbeitung des Ausbaukonzeptes stellt der Kanton den Gemeinden und Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Leitfaden zur Verfügung. Ausserdem wird zur Vertiefung des Themas ein Workshop angeboten. Es ist anzumerken, dass einige Gemeinden bereits über Ausbaukonzepte verfügen.

Die Kantone sind seit dem 1. Januar 2025 verpflichtet, die Öffentlichkeit über wichtige regionale Aspekte der Netzentwicklung (Übertragungs- und Verteilnetz) in ihrem Kantonsgebiet zu informieren (Art. 9e Abs. 2 StromVG). Der Aus- und Umbau des Verteilnetzes rückt damit auch aus Bundessicht stärker in den Fokus.

Titel nach § 14d (neu)

3a. Windenergieanlagen

Zur Erhöhung der Akzeptanz von Windenergieanlagen sollen gesetzliche Bestimmungen aufgenommen werden. Diese passen unter keinen der bestehenden Titel. Es soll daher ein neuer Titel 3a. ins ENG aufgenommen werden, unter dem die Regelungen betreffend Windenergieanlagen aufgeführt werden.

§ 14e (neu)

Mitwirkung und Information

Mitwirkungsmöglichkeiten sind bereits heute gesetzlich festgelegt. Im Zusammenhang mit der Windenergie beginnt dies bei der Mitwirkung beim Kantonalen Richtplan und geht über die Mitwirkung bei der kommunalen Nutzungsplanung (Bauordnung und Zonenplan) bis zur Beschreitung des Rechtsmittelweges im Nutzungsplan- und Baubewilligungsverfahren. Die Erfahrungen zeigen aber, dass eine zusätzliche Mitwirkung der Akzeptanz eines Windenergieprojekts förderlich sein kann. Dabei geht es insbesondere darum, möglichst früh und möglichst breit zu informieren. Wer sich bereits in der Planungsphase abgeholt fühlt, hat eine positivere Einstellung zum Projekt. Der Einbezug der Nachbargemeinden ist von besonderer Bedeutung, weil diese nicht über die Nutzungsplanung bestimmen können. Unnötige Opposition mit dem Argument, man sei nicht oder zu spät informiert worden, kann so allenfalls verhindert werden.

§ 14f (neu)

Windzins

Wer in der Schweiz ein Gewässer zur Stromerzeugung nutzen will, muss dem Inhaber oder der Inhaberin des Nutzungsrechts – in der Regel sind dies die Kantone – gemäss Art. 49 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG; SR 721.80) einen Wasserzins entrichten. Es ist klar, dass eine Analogie zwischen Wasser- und Windnutzung zur Energieerzeugung nicht zulässig ist, denn für die Ressource Wind sind im Gegensatz zum Wasser weder die Eigentumsverhältnisse noch die Aufgaben und Zuständigkeiten in der BV geregelt. Aus diesem Grund verleiht eine Politische Gemeinde oder ein Kanton keine Konzession für die Nutzung der Windenergie. Trotzdem wird gerade wegen der Bekanntheit des Wasserzinsregimes ein ähnliches Modell für die Windenergie vorgeschlagen. Der Windzins soll dabei nicht eine Abgeltung eines exklusiven Nutzungsrechts darstellen, sondern eine Abgeltung für die Veränderungen, die mit der Erstellung und dem Betrieb der Windenergieanlagen verbunden sind, z.B. in Bezug auf das Landschaftsbild. Vergütungen der Projektträger und -trägerinnen an Gemeinden sind heute zwar schon üblich, sind aber freiwilliger Natur. Mit dem neuen § 14f sollen sie nun aber eine gesetzliche Grundlage erhalten. Aufgrund der Rückmeldungen aus der externen Vernehmlassung erhält die Berechnung des Windzinses neben einer fixen eine variable Komponente. Erstere bezieht sich auf die Nennleistung der Windenergieanlage. Dazu kommt eine Abgeltung in Abhängigkeit der jährlichen Produktion. Darüberhinausgehende Vergütungen zwischen Betreiber oder Betreiberin und Grundeigentümern oder Grundeigentümerinnen, Standortgemeinden und benachbarten Gemeinden sollen wie bisher freiwillig und Gegenstand der Verhandlungen sein. Der Wind-

zins soll je Einzelanlage (Grosswindenergieanlage, WEA) berechnet werden und derjenigen Gemeinde zugutekommen, auf deren Territorium die Anlage steht (Abs. 1). Aus Gründen der Investitionssicherheit ist er nach oben begrenzt (Abs. 2). Gemäss Leitfaden für die Planung von Windenergieanlagen im Kanton Thurgau vom 20. November 2024 ist eine Windenergieanlage ab einer Gesamthöhe von 30 m eine Grosswindenergieanlage. Wie gemessen wird, ist ebenfalls im Leitfaden definiert. Als Beispiel würde der nächstgelegene Windpark in Wiechs am Randen (Verena-fohren) an der Schweizer Grenze nördlich von Schaffhausen maximal rund Fr. 50'000 Windzins pro Jahr abwerfen (3'300 kW Nennleistung mal drei Anlagen mal Fr. 3, plus 20'000'000 kWh mal 0.1 Rp./kWh = Fr. 49'700). Als Vergleich wird in Deutschland eine Abgeltung von 0.2 Cent/kWh empfohlen, jedoch ohne fixen Anteil.

§ 14g (neu)

Beteiligung an Windenergieanlagen

Projekte wie die Stromproduktion aus Grosswindenergieanlagen stossen auf grössere Akzeptanz, wenn sie lokal verankert werden können. Es geht darum, Betroffene zu Beteiligten zu machen. Dazu gibt es verschiedene Möglichkeiten wie die Gründung einer Aktiengesellschaft, die Herausgabe von Anleihen oder Stromabnahmeverträge (sog. „Power Purchase Agreements“). Je nach Rechtsform und internen Vorgaben des Betreibers oder der Betreiberin ist nicht jede Form der Beteiligung möglich. Welche Form gewählt wird, soll deshalb offenbleiben. Verpflichtet werden sie aber, Beteiligungsmodelle anzubieten. Ein Angebot muss spätestens bei der Baugesuchseingabe vorliegen.

§ 14h (neu)

Rückbau von Windenergieanlagen

Im Grundsatz muss bei einem Windpark nach dessen Betriebsende der ursprüngliche Zustand wiederhergestellt werden. Es bestehen Befürchtungen, dass einerseits der Rückbau nicht vollständig erfolgt und andererseits bei Insolvenz der Betreibergesellschaft die Standortgemeinde und die Grundeigentümer und Grundeigentümerinnen auf den Anlagen sitzen bleiben oder die Kosten für deren Rückbau selbst aufbringen müssen. Damit dies nicht geschieht, soll im Gesetz definiert werden, dass der Rückbau Aufgabe des Betreibers oder der Betreiberin ist, was unter Rückbau zu verstehen ist und wie die Finanzierung sichergestellt werden muss.

Von einer dauerhaften Nutzungsaufgabe ist dann auszugehen, wenn die Windenergieanlagen über einen andauernden Zeitraum von mehr als zwölf Monaten nicht genutzt werden oder die dauerhafte Stilllegung erklärt wurde. Der Ersatz der alten durch neue Anlagen (sog. „Repowering“) ist davon ausgenommen. Der Rückbau umfasst sämtliche Anlagen und Anlagenteile, die für den Betrieb des Windparks notwendig waren. Was

41/42

weiterhin genutzt werden kann, soll davon nicht betroffen sein, bedarf aber einer erneuten Bewilligung. Bei Pfahlgründungen ist die vollständige Entfernung der ins Erdreich eingebrachten Pfähle aufgrund des Kosten-/Nutzenverhältnisses nicht sinnvoll.

Die Rückbau- und Entsorgungskosten belaufen sich gemäss Bundesamt für Energie auf Fr. 250'000 bis Fr. 500'000 pro Einzelanlage. Dabei machen die Rückbaukosten zwischen 75 und 90 Prozent der Kosten aus, der Rest entfällt auf die Entsorgung.

Die Bürgschaft einer Versicherung oder Garantie einer Bank dient der Standortgemeinde und dem Grundstückseigentümer oder der Grundstückeigentümerin als Gewähr dafür, dass der Windparkbetreiber oder die Windparkbetreiberin seine Rückbaupflicht einhält oder – falls er dies nicht kann – für die Rückbaukosten aufkommt. Ist die Betreibergesellschaft aufgrund von Insolvenz zahlungsunfähig, übernimmt die Versicherung oder die Bank die Kosten in der Höhe der Bürgschafts-/Garantiesumme. Deren Höhe richtet sich nach den Kosten, die voraussichtlich für den Rückbau aufgewendet werden müssen, inklusive Teuerung. Sie beinhaltet auch die Kosten für den Abtransport und die Entsorgung.

Beide Lösungen, Garantie und Bürgschaft, erfordern aufgrund der langen Laufzeiten (20 bis 25 Jahre) Speziallösungen auf Seiten der Finanzwirtschaft, wobei die Bonität der Betreibergesellschaft entscheidend ist. Bei der Bürgschaft spricht man von einer Kautionsversicherung, die zwischen Versicherer einerseits und Windparkbetreiber oder -betreiberin andererseits abgeschlossen wird. Der Versicherer tritt damit gegenüber dem Grundeigentümer oder der Grundeigentümerin oder der Standortgemeinde als Bürge auf. Als Gegenleistung für die Bürgschaft oder Garantie ist ein jährlicher Beitrag (Prämie oder Kommission) geschuldet. Der Windparkbetreiber oder die Windparkbetreiberin hat in beiden Fällen den Vorteil, dass ihre liquiden Mittel nicht für die zu hinterlegenden Sicherheiten strapaziert werden und sie keine Nachteile gegenüber anderen Kraftwerksbetreibern oder -betreiberinnen haben. Falls andere gleichwertige Absicherungslösungen für den Windparkbetreiber oder -betreiberin dennoch interessanter sind, gelten auch diese als ausreichende Sicherheit. Das Kriterium Schweizer Bank oder Schweizer Versicherung bezieht sich auf die Anforderung, dass der Finanzdienstleister bei der Eidgenössischen Finanzmarktaufsicht (Finma) registriert sein muss.

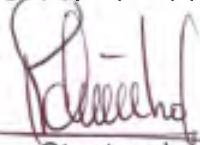
11. Antrag

Wir ersuchen Sie, sehr geehrter Herr Präsident, sehr geehrte Damen und Herren, den Gesetzesentwurf Ihrer Beratung zu unterziehen und uns über die Beschlüsse in üblicher Weise zu benachrichtigen. Gleichzeitig beantragen wir Ihnen, die Motion vom 1. März

42/42

Sicherstellung einer nachhaltigen Energieversorgung und zum Nutzen für die Thurgauer Bevölkerung“ (GR 20/MO 43/474) abzuschreiben.

Der Präsident des Regierungsrates



Der Staatsschreiber



Beilagen:

- Entwurf des Regierungsrates
- Synopse