

電源別支障事例

要望事項		
種類	番号	要望内容
全体	1	東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所の事故という未曾有の大災害の後、福島県は、「原子力に依存しない、安全・安心で持続的に発展可能な社会づくり」を基本理念の一つに掲げ、2040年頃を目途に、県内のエネルギー需要量の100%以上に相当する量のエネルギーを再生可能エネルギーで生み出すことを目指している。また、わが党福島県連は、県内原発10基の全基廃炉を実現すること、再生可能エネルギー100%導入の実現にむけた制度と技術の確立を公約に掲げている。震災・原子力災害からの復旧・復興を成し遂げ、公約を実現するべく、福島県の再生可能エネルギーに関する積極的な取り組みに対し、国はより一層の支援をすべきである。特に、福島第一・第二原発の連系線の活用など、再生可能エネルギーの系統接続制約はあらゆる方策をもって解消すべきである。
全体	2	買取価格が毎年変更されるだけではなく、指定電気事業者制度の導入拡大・回避可能費用の算定方法の見直しなど買取制度の変更が次々になされ、事業者の事業予見可能性が立たず、事業計画が立てにくい。安定的な制度の運用が求められる。
全体	3	長期需給見通しの2030年における再生可能エネルギー導入見込み量は22～24%程度に過ぎず、国による野心的な再生可能エネルギー政策がとられておらず、将来の市場が見通せない。
全体	4	固定価格買取制度は、消費者の負担によって成り立っており、制度運用の透明性が求められる。さまざまな電源を多数持って発電をしている一般電気事業者は、FIT電源(再エネ)を比較的安い費用で購入し、自社の高い発電設備(石油火力など)での発電を回避でき、自社設備で発電した場合との差額が発生している。自らの発電設備を持たない新規参入のPPSに比べて優遇された状態である。FIT電源の購入費用としては、現在はすべての小売事業者に火力平均が適用されているが、余剰発電設備を持つ一般電気事業者については、卸売価格で回避可能価格を払うべきではないか。
全体	5	固定価格買取制度により交付金の交付を受けて費用補てんを受けている再生可能エネルギー電源についても、小売電気事業者が消費者に対して交付金の交付を受けていることを説明することを義務付けるべきで、環境の負荷の低減に資する旨の説明を禁止すべきではない。消費者が、交付金の交付を受けている再生可能エネルギー電源であることを認識したうえで、主体的に小売電気事業者を選択できるよう、選択の自由を確保するべきである。再生可能エネルギー電源の消費者への説明・表示は、交付金の交付を受けている再生可能エネルギー電源と、そうでない再生可能エネルギー電源を区別し認識できるような制度とすべきである。
全体	6	電力自由化にあたり、小売電気事業者に対し、環境負荷に関する情報や発電源の種類と割合について、消費者への表示・説明は義務付けられていない。しかし、CO2排出量、環境汚染物質の排出量、放射性廃棄物排出量など環境負荷に関する情報及び発電源の種類・割合は、消費者が電力供給の契約先を選択する場合に非常に重要となる情報の一つである。消費者の選択の自由を実質的に確保するためにも、諸外国で実施されているように、環境負荷に関する情報及び発電源の種類・割合を表示することを義務づけるべきである。
全体	7	電力の全面小売り自由化にあたって、さまざまな電力メニューが登場すると思われる。「地産地消」を電気の特性とするようなメニューについては、「地産地消」の概念にもとづいて、発電の動力源自体が輸入のものではなく地産のものに限るべきである。

全体	8	地域社会が主体的に再エネ事業を実施しその収益で地域に貢献するべきであるが、地域主体では事業体として信用力がないため、融資を十分に受けることができず事業化が困難である。地域貢献費の損金計上を認める税制措置、収益納付型補助金(メザニン)による信用力補完、地域貢献を後押しする事業体(LMC)など、地方創生に資する支援施策を講ずるべきである。
全体	9	接続可能量は、東海第二、大間など老朽化・建設中も含めすべての原発が稼働することを前提に算定されており、見直すべきである。また、接続可能量の算定後、玄海1号機や島根1号機など廃炉が決定した原発が存在する。廃炉等の大きな事情の変化があった場合は直ちに接続可能量の計算を見直すとともに、継続的に見直しを行うべきである。
全体	10	出力抑制に関して接続可能量は系統運用方法次第で大きく変わる。このため、接続可能量を設定するには前提条件や系統運用の状況、各需給断面の実績データの公表などについて、中立性のある機関により完全に透明性をもった形で検証すべきである。
全体	11	不当に高額な工事負担金を課されないよう、事業ごとの工事負担金について第三者が検証できる形で情報を公開すべきである。
全体	12	農用地区域内農地や甲種農地でも、耕作の放棄により荒廃し、作物の栽培が不可能となっている農地も存在する。このような荒廃農地や耕作放棄地についてより一層の規制緩和を進め、風力・太陽光など再生可能エネルギー設備の導入を容易にすべきである。
全体	13	広域系統運用の拡大を図るため、地域間連系線の利用ルールを見直し、再生可能エネルギー電気の連系枠を大幅に拡大すべき。
全体	14	連系可能量について、継続的に検証するとともに、公平かつ適正な出力制御方法・ルールを早期に決定し、公平かつ適正な出力抑制が実施されているか第三者が検証できる仕組み構築すべきである。
全体	15	再生可能エネルギー電気の更なる導入拡大を図るためには、広域的な出力調整が必要であり、地域間・地域内送電網の整備・増強を図るべき。
全体	16	自然変動電源を大量に連系しながら安定的な系統運用を行うため、発電量の予測技術の実用化を進めるべき。
全体	17	自然変動電源の導入拡大に対応するため、火力、水力などにおける系統電源調整能力、蓄電池等エネルギー貯蔵技術を活用・向上すべき。また、高度かつ効率的な出力制御技術等による需給最適化を図るべき。

全体	18	2015年5月5日、鹿児島県種子島で再生可能エネルギー発電設備に対する出力抑制が行われた。電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(FIT法)では、一般電気事業者に対し、抑制を受けた再エネ事業者に対する説明義務が定められている。当該再エネ事業者に対し、いかなる内容の説明をしたか明らかにし、FIT法が定める説明義務を尽くしたと言えるか検証すべきである。
全体	19	国は、系統情報の公表に関するガイドラインに基づき、広域的運営推進機関及び一般電気事業者に対し、出力抑制に係る情報の公表を求めている。しかし、九州電力及び電力広域的運営推進機関は、2015年5月の出力抑制に関し、出力抑制のエリア・出力抑制が行われた日及び時間帯、抑制の指示を行った出力の合計しか公表しておらず、出力抑制を実施した理由は明らかになっていない。九州電力は出力抑制の理由を詳細に公表し、電力広域的運営推進機関が公平かつ適切な出力抑制が実施されたか検証・公表すべきである。
全体	20	買取価格やその適用時期の変更が議論が俎上にあがることで将来にわたっての予見可能性が不確実なものとなり、事業計画の立案等も困難になる。風力発電、バイオマス発電及び中小水力発電はリードタイムが長く、各種認可手続きや合意形成等も必要となるため、FIT法の買取価格を長期間据え置くべきである。
全体	21	産業連関表は、産業相互間及び産業と消費者間の財とサービスの取引状況を一つにまとめることで、産業構造や経済波及効果の分析の基礎資料を提供しており、概ね5年ごとに関係府省庁の共同事業として作成されている。最新の産業連関表(2011年を対象)は518行×397列の産業部門に分類されているが、太陽光発電や風力発電など再生可能エネルギー技術に関連する部門が独立部門として扱われておらず、再生可能エネルギーの導入に伴う経済影響などが正確に把握できない一因となっている。このため、再生可能エネルギーに関連する部門を次回の産業連関表から独立部門として新設すべきである。これにより、再生可能エネルギーの導入に関する波及効果や雇用効果(例:太陽光発電の設備製造、建設、運用・メンテナンスの各段階において誘発される雇用量)を正確に把握することができるようになり、国や地域の再生可能エネルギーの普及戦略や必要な政策の立案に資する。既に再生可能エネルギーに関連する部門を産業連関表に位置づ
太陽光	1	電気主任技術者等の有資格者を含む技術者・作業員の不足が太陽光発電の導入制約のひとつとなっているため、施工人員の確保が必要となっている。施工事業者が、長期安定的な雇用を維持していくことができるよう、太陽光発電導入のための長期安定的な政策が必要である。
太陽光	2	固定価格買取制度における太陽光発電の調達価格は、10kW未満と10kW以上という区分しか存在しない。しかし、11kWの太陽光発電の設置コストと1000kW以上のメガソーラーの設置コストは大きく異なる。したがって、太陽光発電における調達価格も、細かく区分すべきである。
太陽光	3	太陽光の設備認定量は2015年3月末には8000万kWにのぼり、約3兆円の賦課金の国民負担が問題となっている。しかし、上記賦課金は設備認定量を根拠に算出されており、実際には土地の確保がないなど事業化の見込みのない案件も含んだ金額となっている。事業化見込みが認められない認定の取消を一層、迅速に行うことができるような体制を整備すべきである。
太陽光	4	太陽光パネルが老朽化によって廃棄物になる量は、2040年度に77万トンに上ると推計されている。しかし、太陽光パネルの処理システムは確立されていないので、リサイクルを含めた適正処理を推進する社会的な仕組みを構築すべき。また、太陽光パネルの中古リサイクル市場を創設すべきである。
太陽光	5	一般電気事業者へ接続検討の申込みをした後、接続契約締結に至るまでの期間が読めないため、運転開始までのスケジュールが立てづらい。一般電気事業者に対して、接続検討申込みから接続契約締結日までの期間を明示するなど、発電事業者が事業期間の見通しを立てることができるような措置を講ずべき。
太陽光	6	太陽光発電については、一般電気事業者7社が無制限・無補償の出力抑制が可能となる指定電気事業者に指定されているため、発電事業者は、事業の収支計画を立てることが困難になっている。発電事業者の予測可能性を高める観点から、一般電気事業者に対し、正確な出力抑制の見通しを明らかにすべきである。また、当初見通しを超える出力抑制については補償を行う、予測はずれた場合には何らかの一般電気事業者に何らかの制裁を設けるなど、一般電気事業者がより正確な出力抑制の見通しを公表させるような仕組みを設けるべき。

太陽光	7	農水省から2013年に出された「支柱を立てて営農を継続する太陽光発電設備等についての農地転用許可制度上の取扱いについて」に基づく、農地の一時転用期間が3年と短すぎて、銀行からの融資が受けにくい。問題がない場合は再度の許可を受けて太陽光発電事業を継続できるが、農地における単収が2割以上減少した場合にはたとえ太陽光発電設備の設置が原因でなくとも再度の許可が受けられないことがある。営農要件を柔軟に判断するなど、特段の問題が無い限り、原則として再度の一時転用許可を認める運用に改めて、再度の一時転用許可を広く認める、事業の予測可能性を確保すべきである。
太陽光	8	太陽光発電による化石燃料費用の削減効果、買取期間終了後を含めたコスト評価、実際に発電される見込みの認められる発電量に基づく適正な賦課金試算を踏まえ、固定価格買取制度について、安定的・継続的に運用すべき。
太陽光	9	国民負担増大の抑制と自立化に向けて、太陽光パネルおよび設置工法の技術開発による低コスト化等を進めるべき。
風力	1	風力発電の意欲的な導入目標を設定するとともに、メーカーや発電事業者による自発的・積極的な設備投資や研究開発を促すような支援策を講じるべきである。
風力	2	風力発電は、環境アセスが終了するまで6～7年ほどかかる場合もあるが、その間、FIT法の設備認定を取得することができず、買取価格及び系統連携枠のいずれも確定しないままである。未だ導入が進んでいない風力発電を最大限導入するためにも、設備認定の取得時期を、現状の環境アセス手続における準備書段階から方法書段階へと前倒しし、方法書段階で設備認定を取得、買取価格を決定し、系統接続枠を確保できるようにすべきである。
風力	3	風力発電の導入を促進するため、地域における風力発電の立地に関するゾーニング策定を支援する取組や地域住民の不安を解消するための取組など、各地域における合意形成を支援する施策を講じるべきである。
風力	4	森林・農用地など指定地区における作業・設置許可の規制緩和、送電線を設置する場合の農地転用手続きの省略可・簡略化、地権者同意の省略可・簡略化など風力発電の導入拡大のため、農地転用許可制度の円滑・確実な運用、森林及び農地における風力発電の設置に係る諸制度の緩和を図るべきである。 また、農山漁村再生可能エネルギー法によって、第一種農地の農地転用や農用地区域の変更がどの程度行われ、森林法上の許可取得がどの程度迅速化したか明らかではない。農山漁村再エネ法による再エネ導入促進がどの程度図られたか、検証し第三者に公表すべきである。
風力	5	特定規模電気事業者の保安林指定解除や作業許可要件について通知により配慮がされている。しかし、さらなる導入促進のためには、保安林指定解除や作業許可要件について、緩和、簡略化を図るべき。
風力	6	現在、1万kW以上の風力発電の環境アセス期間は3年から5年が必要で、1万kWあたり1億円から2億円のコストがかかっている。風力発電の導入加速化のため、環境影響評価法の期間短縮、風力発電事業・設備特性や立地地域の実情に適した環境アセスメントの在り方の検討、環境影響評価項目の見直しなど、環境アセスメント手続きの迅速化、合理化を図るべき。
風力	7	効率的な環境影響評価手続きのために、環境影響評価で得られたデータの適正な蓄積や共有化を支援する制度を講じるべきである。

風力	8	風力発電については、適地が北海道・東北に集中しているが、十分な送電網が整備されていないため、地域内の送電網の整備・増強を図る必要がある。また、風力発電の更なる導入拡大を図るためには、広域的な出力調整が必要である。風力発電導入の観点から、地域内送電網だけでなく、北本連系線など地域間送電網の整備・増強をより一層図るべき。
風力	9	洋上風力発電の推進のため、拠点港および特殊作業船舶の整備、対象海域のゾーニング、一般海域の利用ルールの明確化、関連諸法規の整備・各種規制の緩和などの環境整備を行うべき。
風力	10	洋上風力発電の推進のため、開発・投資の促進への財政的支援、建設・運転維持コストを低減する研究開発への支援などを実施すべき。
風力	11	洋上風力発電施設は、荒天時には波が高いため通常船で当該施設に接近することが困難であるため、荒天時の設備の保守や関連設備に故障・異常が発生するなどの緊急時の対応等において、ヘリコプターでナセル等風車本体その他設備に直接接近することが必要となる。そのため、洋上風力発電の導入が先行している欧州諸国では、ヘリコプターを活用した保守及び緊急時対応等が一般的に行われている。しかし、わが国の航空法等では、洋上風力発電施設への接近及び作業を想定した規定はなく、作業に必要な手続や条件も決まっていない。洋上風力発電の導入を促進するため、関連する民間団体・企業のニーズをくみ上げ、早急に合理的で現実的な規則の整備を進めるべきである。
バイオマス	1	木質バイオマス発電については地域外へのエネルギーコストの流出防止、地域の雇用・所得の増加、安定した林業生産への貢献が期待されるといった観点を踏まえ、地方創生に最も適したエネルギーとしてその飛躍的な導入拡大を図るべきである。
バイオマス	2	国内バイオマス資源の利用はエネルギー自給率の向上につながるが、輸入PKSの場合、そのメリットが得られない。木質バイオマス発電の導入拡大にあたっては、輸入燃料であるPKSに依存するのではなく、国内の未利用資源の利用量を600万m ³ よりもさらに拡大することにより、取り組んでいくべきである。
バイオマス	3	バイオマス発電における石炭混焼、あるいは石炭火力におけるバイオマス混焼の拡大は、木材需要の創出といった面で林業再生に一定程度貢献するものと思われるが、地球温暖化対策に貢献しているとは必ずしもいえない。石炭とバイオマスの混焼の場合には、バイオマス専焼発電設備と買取価格に差を設けたり、環境アセスメントを実施するべきである。
バイオマス	4	木質バイオマスエネルギー利用の推進にあたっては安定・安価な燃料調達が不可欠であり、そのためには林業の再生・高度化と国産材需要の拡大が求められる。所有者・境界特定のための地籍調査の加速化、国産材需要喚起に向けた施策等を積極的に推進すべきである。
バイオマス	5	2011年に閣議決定した森林林業基本計画において2020年における木材利用量の目標のうち、木質バイオマス発電等エネルギー源等としての600万m ³ /年を見込んでいるが、政府は2030年のエネルギーミックスを検討する段階にある本年においても、この利用量想定を据え置いて根拠としている。今後、未利用間伐材の利用量見通しを大幅に上方修正した上で新たな根拠に基づいて発電電力量を試算するべきである。
バイオマス	6	木質バイオマス発電については、燃料となる木材を安定的かつ低廉に確保し、その利用拡大を図ることが重要であり、オーストリアやスウェーデン等の諸外国や国内の成功事例も踏まえ、林道や作業道といった路網の整備を加速するとともに、技術改善の促進や設備投資支援等の取組を進めるべきである。

バイオマス	7	バイオマス発電はリードタイムが長く、各種認可手続きや合意形成、安定した燃料調達ルートの確保等も必要となることから、開発期間短縮のため手続き等の合理化を進めるべきである。また、手続等の合理化にあたっては、自治体や事業者、住民を巻き込みながら進めるべきである。
バイオマス	8	木質バイオマス発電は発電効率が2～3割程度であり、多くの熱を大気中に放出している。地域のエネルギー資源を有効活用し、事業収益や山林所有者・林業事業者等への還元を拡大していくためにも、熱の回収・利用によるエネルギー利用効率の向上が欠かせない。バイオマス由来の熱の価値にプレミアムをつける、あるいは熱電併給の場合、買取価格を優遇するなどの措置を講じるべきである。また、発電規模に関わらず熱利用の推進が図られるよう、地域ごとの熱供給システムの構築に向けて適切な支援策を講じるべきである。
バイオマス	9	バイオガス発電事業は食物残渣や家畜糞尿、下水汚泥等の原料を用いるため、原料種別ごとに多様な利害関係者が存在する。円滑な合意形成や適切な実現可能性調査等の推進を後押しするとともに、原料調達・処理等で役割の一端を担う自治体への適切な支援が必要である。
バイオマス	10	木質チップおよびペレットについては、化石燃料のような、種類ごとの統一した品質規格がなく、発電・熱利用双方において事業者の大きな負担となっている。たとえば、固形バイオ燃料の規格化については欧州統一規格(EN)に準拠してISO化の検討が進んでおり、海外動向を参照し、早急に全国統一の規格化を進めるべきである。
バイオマス	11	バイオガス発電について、イニシャル・ランニングコストの低減化や廃熱・液肥等の積極的な利用等の成功事例をデータベース化し、積極的に横展開することによって、適切な普及拡大や認知度向上を図るべきである。
バイオマス	12	バイオマスボイラーならびに各種のバイオマス発電機輸入に対する各種規制を緩和し、輸入促進をするべきである。輸入ボイラーは小型ボイラーも含め国内で検査が求められる。その一方で、指定外国検査機関制度により、厚生労働大臣が指定する海外の6箇所の検査機関で検査が終了している場合には、海外の検査データを利用して書類審査の一部や、水圧試験を省略されることがある。バイオマスボイラーの会社が多くあるオーストリアについては、南ドイツの検査機関で検査している例が多い(TÜV SouthGermany)が、日本は北ドイツの検査機関(TÜV Rheinland)しか指定外国検査機関に指定していない。そのため、オーストリアのボイラーを輸入した場合、再検査が必要になっており、輸入検査が大きな障壁となっている。したがって、指定外国検査機関制度の適用を受ける検査機関の指定を拡大する措置を講じるべきであり、例えば温水ボイラーについては輸入検査を省略すべきである。
バイオマス	13	発電・熱利用双方において、欧州に比べて圧倒的に高いイニシャルコストを低減化する必要がある。高イニシャルコストとなっている背景を精査し、適切な措置を講じるべきである。ボイラー・発電機等、発電のための施設の規格化・標準化を図るなど、国内メーカーの技術開発・コスト低減化に向けた取組を全面的にバックアップしていくべきである。
バイオマス	14	厚労省より「ボイラーの遠隔監視基準等について」(平成15年3月31日、基発第0331001号)が定められ安全装置に対して明記されているものの、常時監視が義務付けられ、監視場所は同一事業所と定められている。これでは、遠隔監視の本来の目的である無人運転による人件費削減の効果が得られない。監視技術・安全技術はイノベーションが著しい。ゲージ圧力1.0Mpaまでのボイラーについては、規制を大幅に緩和し、無人自動運転を認めるべきである。保守管理負担軽減の観点から、一般のボイラーに対しての規制を緩和し、広くバイオマスボイラー導入が進むようにすべきである。
バイオマス	15	安全教育を含めた技術成熟を促進する観点から、オーストリアの森林研究所の例などを参考に全国規模の林業研修所で様々な技能を学び、資格を付与する機能が求められる。一定規模以上の林業経営者には、この機関での研修による資格獲得を要件とするといった仕組みも考えられる。

バイオマス	16	我が国では労働災害保険制度で林業の保険料率が高くなっている。そのために林業経営者の保険料負担が重くなり、産業競争力を損なう結果となっている。いくつかの国に例があるように全産業で同一の保険料率の設定といったことを実現し、国内林業の活性化、ひいては、木質バイオマスエネルギーの普及を目指すべきである。
バイオマス	17	林業用の作業道整備の補完的手段として、日本古来の伝統的的林業搬出手法である「馬搬」の活用も検討するべき。小回りが利くほか、副次的には地域の民族文化の継承にも役立つ。
バイオマス	18	木質バイオマスエネルギー利用におけるサプライチェーンの持続的発展には専門性を有する人材の確保が不可欠である。林業従事者だけでなく、ボイラ技師や電気主任技術者等の人材の希少化、高齢化に対し、長期ビジョンに基づいた人材の確保・育成を国を挙げて推進すべきである。
バイオマス	19	小規模な温水ボイラーは、無圧解放式にしないと、ボイラー技士の設置対象となってしまう。このため、小規模温水ボイラーはほとんどが無圧解放式となっているが、これによりボイラーが腐食しやすく、寿命が短くなる、改造費がかかるなどの問題が生じている。 欧州のように、ゲージ圧力0.2Mpa(3気圧)までの温水ボイラーであれば、ボイラーとしてのリスクも低いと考えられるので、規制を撤廃し、ボイラー技士の資格不要とすべきである。これにより、ボイラーの能力向上、インシヤルコスト・メンテナンスコスト削減につながり、バイオマス熱利用の普及を促す効果が期待できる。
バイオマス	20	<u>廃棄物処理施設において、従来“産廃”として単に処理されていた木材や植物に由来するゴミ(パルク等)を積極的に回収し、発電、熱利用することを支援すべきである。</u> <u>固定価格買取制度において、パルク(加工段階以外)の買取価格は17円であり、加工段階のパルクも24円となっている。これらの買取価格については、引き上げを行うべきである。</u>
水力	1	新規案件の開発が促進されるよう、開発フェーズにおける支援制度を充実させるべきである。中小水力発電については、水利権などの利害調整、地元の合意形成に時間がかかることから、支援策を講じるべきである。
水力	2	中小水力発電はリードタイムが長く、各種認可手続きや合意形成等も必要となることから、開発期間短縮のため手続き等の合理化を進めるべきである。また、手続き等の合理化にあたっては、自治体や事業者、住民を巻き込みながら進めるべきである。
水力	3	中小水力発電の開発・維持管理にかかる専門性を有する人材の確保・育成は持続的発展に不可欠な要素であり、国を挙げて関連施策等の充実・強化をはかるべきである。
水力	4	これまで公営水力発電所を管理してきた地方公共団体のノウハウは他の団体や地域の事業者にとって魅力的な知的資源である。これから小水力発電に取り組む地方公共団体や地域の事業者と知見を共有する仕組みづくりを後押しすべきである。
水力	5	公営水力を活用した電力の地産地消の取組等を推進し、地域活性化をはかるべく、公営水力の売電契約については、入札の原則を徹底し、遵守させるべきである。

水力	6	未開発の水力発電適地は山間部にあることが予想され、発電所から送電のための系統連系費用が高額となることが導入の障壁となっている。発電事業者のイニシャルコスト低減を図り、普及を加速させるためにも系統連系費用の分担のあり方について検討すべきである。
水力	7	保安林指定解除、林地開発許可、流水占有許可等の開発に付随する手続きについて、要件の緩和、簡略化を図るべき。
水力	8	設備投資コストを大幅に低減するため、発電機等、発電のための施設の規格化・標準化を図るとともにメーカー等関連企業の技術開発・コスト低減化を積極的に支援するなどを通じて、イニシャルコストの引き下げを促進すべきである。
水力	9	中小水力の持続的発展には地域に根ざした主体、および専門性を有する人材の確保が不可欠である。中小水力に取り組む地域の住民や事業者を積極的に支援するとともに、電気主任技術者等の人材の希少化、高齢化に対し、長期ビジョンに基づいた人材の確保・育成を国を挙げて推進すべきである。
水力	10	中小水力発電について、イニシャル・ランニングコストの低減化や地域における合意形成・維持管理、円滑な資金調達等の成功事例をデータベース化し、積極的に横展開することによって、適切な普及拡大や認知度向上を図るべきである。
水力	11	近年の異常気象等に起因し、土木災害リスク等が一部に増加しているが、事業化件数が少ないため、比較的リーズナブルな価格での損害保険が十分に開発されていない。小規模水力発電に適応した保険の開発を支援すべき。
水力	12	老朽設備のリプレースやリパワリングによって発電電力量の増大や維持管理コストの低減等が図られるよう、支援制度を創設するなどして取組へのインセンティブを付与すべきである。また、地元理解の促進やダム of 適切な管理の観点から、水力発電の立地地域やダム管理者への支援措置を講じるべき。
水力	13	開発地点によって自然条件等が異なるといった理由から、設備がオーダーメイドとなり、100kWの設備でも1~2億円程度のイニシャルコストがかかるといわれている。そのため金融機関からの融資等、比較的まとまった額の資金調達が必要となるが、資金力や信用力の乏しい、地域の事業者にとってはそれ自体が大きなハードルとなっている。例えば、長野県の収益納付型補助金などの事例を参照しながら、地域事業での円滑な資金調達が可能となるよう、適切な支援制度等を構築すべきである。
水力	14	土地改良区が管理する農業用水路、排水路に設置する水力発電設備については規制が緩和され、出力20kW未満の水力発電設備については最大使用水量が撤廃された。これにより農地用排水路における小水力発電事業の普及が促進することが期待されている。しかし、農閑期に通水を行わない農地用排水路では、取水を停止している間は水力発電を中断せざるを得ず、年間を通して発電する場合と比べて見込まれる年間収益が大幅に低下することとなる。水力発電に利用するため通年通水が望ましく、かつ、水利調整上支障がない場合には、通年通水への変更を速やかに行えるよう促すべきである。
地熱	1	国は、空中物理探査などの新たな探査方法を活用し、地熱の有望地点を抽出し、開発事業者を誘致する施策を講じるべき。

地熱	2	地熱発電の導入拡大を図るため、国立・国定公園内における建物の高さ制限や傾斜掘削の緩和を進めるべき。
地熱	3	温泉事業者などの不安を解消し、地域の合意形成を円滑にするための支援を、国と自治体が連携して進めるべき。
地熱	4	地域の温泉・地熱資源をより適切に活用するために、源泉のモニタリングを支援する制度を講じるべきである。
地熱	5	効率的な環境影響評価手続きのために、環境影響評価で得られたデータの適正な蓄積や共有化を支援する制度を講じるべきである。
地熱	6	地熱発電の導入を促進するため、地熱開発に伴う系統増強費用に対する支援や、固定価格買取制度の設備認定を取得する時期の前倒しといった施策を講じるべき。
地熱	7	地熱発電のメリットである、観光や発電後の熱水の活用による地域活性化に資する点等を、よりいっそう普及・広報すべき。
地熱	8	再生可能エネルギー熱利用の促進のため、地熱発電の排熱利用だけでなく、温泉の熱利用施設を含めた地域全体の熱利用促進を支援すべき。
地熱	9	再生可能エネルギー熱や未利用熱の活用のため、導入目標雄設定、導入補助や技術開発支援、基盤整備、導入義務付けなどの取り組みにより、普及拡大を促すべき。