

他社購入・販売電力料

2022年12月26日

北陸電力株式会社

1. 他社購入電力料の算定概要

- 原価算定にあたっては、電力受給契約を締結済みの期間は契約料金とし、原価算定期間中に契約更改を予定している場合、契約更改以降は効率化等を織込んだ想定値としております。
 なお、電力量については、前提計画の供給力想定に基づいております。
- 取引所購入の新規織込み、FIT買取の開始および新市場（容量市場・非化石価値取引市場）の導入影響等により、購入電力料金は1,625億円増加しております。

(単位：億円、億kWh、円/kWh)

	今回 (2023~2025) A			現行 (2008原価) B			差引 A-B		
	金額	受給電力量	単価	金額	受給電力量	単価	金額	受給電力量	単価
購入電力料計	2,038	95	21.37	413	61	6.82	+1,625	+35	+14.55
水力	186	15	12.22	171	22	7.73	+15	▲7	+4.49
(再掲) 公営水力	49	4	13.30	78	11	7.30	▲29	▲7	+6.00
火力	29	1	23.79	19	2	8.98	+10	▲1	+14.81
原子力	152	-	-	158	30	5.31	▲6	▲30	▲5.31
新エネ	351	20	17.82	24	2	9.87	+326	+17	+7.94
(再掲) FIT買取	339	19	18.33	-	-	-	+339	+19	+18.33
その他	1,131	59	19.10	41	4	9.81	+1,090	+55	+9.29
(再掲) 取引所購入	1,134	59	19.16	-	-	-	+1,134	+59	+19.16
(再掲) 効率化	▲3	-	-	-	-	-	-	-	-
新市場	189	-	-	-	-	-	+189	-	-
容量市場 (小売抛入金)	176	-	-	-	-	-	+176	-	-
非化石市場 (非化石証書購入費)	14	-	-	-	-	-	+14	-	-

※四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。

【参考】総括原価方式の自己査定について

- 総括原価方式により受給料金を決定する受給契約で、原価算定期間に契約更改を行うことが見込まれる場合は、既契約満了後の新規契約分から、設備投資額・修繕費・委託費に▲6%※の自己査定を織込しております。

※自社における調達価格低減効果と同様の低減率を採用

(参考) 自己査定対象契約

日本原電<対象年度：2023年～2025年度>、日本海発電<対象年度：2024年～2025年度> 黒部川電力<対象年度：2025年度>

◆自己査定額まとめ

(単位：百万円)

	2023年	2024年	2025年	原価算定期間平均
日本原電	▲ 691	▲ 360	▲ 390	▲ 480
(再掲) 1号	▲ 36	▲ 30	▲ 26	▲ 31
(再掲) 2号	▲ 655	▲ 330	▲ 364	▲ 450
日本海発電	-	▲ 17	▲ 17	▲ 11
黒部川電力	-	-	▲ 32	▲ 11
自己査定額計	▲ 691	▲ 377	▲ 438	▲ 502

【参考】当社が購入している発電会社等の概要

- ・当社は旧卸電気事業者（日本原電・電源開発）およびグループ会社等から電気を購入しております。
- ・その他、「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法」に基づく買取（FIT買取）を行っております。

<主な発電事業者>

		燃種	受給電力※1	概要
旧卸電気事業者	日本原子力発電（株）	原子力	38万kW	敦賀発電所1・2号機の電力を購入
	電源開発（株）	水力	39万kW	水力発電所（2地点）の電力を購入
グループ会社	黒部川電力（株）	水力	7万kW	デンカ（株）との共同出資で当社が50%購入
	富山共同自家発電（株）	水力	3万kW	4社共同出資※2で当社が50%購入
	日本海発電（株）	水力	3万kW	100%子会社で当社が全量受電
その他	公営電気事業者	水力	14万kW	富山県企業局が保有する水力発電所の電力を購入
	その他	—	7万kW	
計			111万kW	

※2 日産化学（株）、昭和電工セラミックス（株）、JFEミネラル（株）

<FIT買取>

	受給電力※1	概要
太陽光	86万kW	一般のご家庭やメガソーラー等の事業用太陽光発電設備から発生する電力を購入
中小水力	6万kW	自治体等の水力発電設備から発生する電力を購入
廃棄物	4万kW	自治体の廃棄物発電設備やバイオマス発電設備から発生する電力を購入
風力	16万kW	ウインドファーム等の風力発電設備から発生する電力を購入
計	112万kW	

※1 2021年度末実績。なお、共同受電契約は当社受電分を記載

【参考】FIT購入電力料の織込み

- 「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」（2011年8月26日成立）およびこれに関連する政省令等に基づき、2012年7月1日から「再生可能エネルギーの固定買取価格制度」が開始されました。当該制度の導入に伴って太陽光発電等の再生可能エネルギー発電設備からの買取電力量が前回から大幅に増加しております。
- また、当該制度に基づく当社実質負担額（回避可能費用）はスポット市場価格と連動していることから、市場価格高騰の影響により、新エネの購入電力料は大幅に増加しております。

◆FIT購入電力料

（単位：GWh,百万円）

	2023年度		2024年度		2025年度		期間平均	
	電力量	受給料金	電力量	受給料金	電力量	受給料金	電力量	受給料金
FIT	1,870	34,269	1,855	34,016	1,830	33,521	1,852	33,935
水力	472	9,690	470	9,639	467	9,573	470	9,634
太陽光	1,121	18,903	1,111	18,766	1,103	18,622	1,112	18,763
バイオマス	7	145	7	145	7	145	7	145
風力	270	5,531	267	5,466	253	5,181	263	5,393

※太陽光発電設備については、発電電力量の大半が昼間に発生することを踏まえ、原価算定期間の太陽光発電電力量を2021年度の発電実績の発電カーブへ補正したうえで、30分毎の市場価格を乗じて購入電力料を算定。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。

【参考】他社原子力発電の織込み（1 / 2）

- 日本原子力発電の敦賀発電所については、発生電力の全量を各社（関西・中部・北陸）が受電しており、共同開発的な性質を有する発電所であることから、以下の費用を原価に算入しております。

◆ 敦賀発電所 1 号機

- 2015年4月に営業運転が終了したことから、現在は廃炉会計制度の適用を受けており、当該制度に基づき託送回収されている費用（廃炉円滑化負担金・賠償負担金）については、申請原価には織り込んでおりません。
- 今回申請原価には、運転終了後も必要となる安定状態維持、廃棄物の処理、使用済み燃料の保管等の費用について、自社並みの効率化努力を反映したうえで、原価算入しております。

◆ 敦賀発電所 2 号機

- 原価算定期間における受電を織込んでいないことから、停止状態を安全に維持・管理するための費用を原価算入しております。
- 加えて、法令に基づき運転期間延長認可（期限：2027年2月）を受ける必要がある※ことから、当該認可に必要な費用を原価算入しております。
- これらの費用は自社並みの効率化努力を反映したうえで、原価算入しております。
- なお、安全性向上対策工事および特定重大事故対処施設に係る費用は織り込んでおりません。

※「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」および関連省令等に基づき規定。

【参考】他社原子力発電の織込み（2 / 2）

◆敦賀1号機

- ・敦賀1号機は、2015年4月に営業運転が終了したことから、電力量料金は現行対比で減少しております。
- ・また、廃炉会計制度の適用により、廃炉円滑化負担金（原子力特定資産等）が託送回収となったことから、基本料金についても現行対比で減少しております。

◆敦賀2号機

- ・敦賀2号機は、原価算定期間における受電を織込んでいないため、電力量料金が現行対比で減少しております。
- ・一方で、運転延長認可申請に係る費用および一般負担金の新規織込みにより基本料金は現行対比で増加しております。

（単位：億円）

	今回（2023～2025）A	現行（2008原価）B	差引 A - B
敦 賀 1 号 機	10	31	▲21
基 本 料 金	10	29	▲19
電 力 量 料 金	—	2	▲2
敦 賀 2 号 機	141	126	+14
基 本 料 金	141	92	+49
電 力 量 料 金	—	35	▲35
合 計	152	158	▲6
基 本 料 金	152	121	+30
電 力 量 料 金	—	37	▲37

【参考】非化石証書購入費用の算定

- 「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」第5条に基づく「非化石エネルギー源の利用に関する電気事業者の判断基準」において、一定の規模の小売電気事業者は、2030年度における非化石電源比率を44%以上とすることを求められております。
- 一方、「第6次エネルギー基本計画」において、2030年度における非化石電源比率を59%とする目標が掲げられているところ、現行の高度化法に基づき、事業者へ通知された目標値から2030年度の44%達成に向け等差で目標値が伸長するものとして非化石証書の購入量を算定しております。
- また、非化石証書の購入価格は新規調達分については、再エネ指定・再エネ指定無ともに0.60円/kWh（市場最低価格）とし、現に締結している契約のうち、原価算定期間中も継続が見込まれる契約は購入価格を据置しております。

◆非化石証書購入費用

(単位：百万円,GWh) (参考) 中間目標達成に係る証書購入量 (単位：GWh)

	2023	2024	2025	期間平均
証書購入費用【年度】	893	1,405	1,839	1,379
相対調達	309	324	336	323
市場調達	584	1,082	1,503	1,056
証書購入量【年度】	1,794	2,656	3,378	2,609
相対調達	820	853	874	849
市場調達	974	1,803	2,505	1,761

	2023	2024	2025	期間平均
証書購入量【暦年】	6,638	7,322	8,068	7,343
相対調達	1,437	1,498	1,542	1,492
市場調達	1,299	1,971	2,683	1,984
社内取引分	3,902	3,854	3,843	3,866

2. 他社販売電力料の算定概要

- 販売電力量は、原子力融通の基本協定終了および火力融通の廃止等による減少影響はあるものの、取引所販売・相対卸販売の新規織込みや自社FIT送電の開始および新市場（容量市場・需給調整市場等）の導入等による影響により現行対比で1,574億円増加しております。

（単位：億円,億kWh,円/kWh）

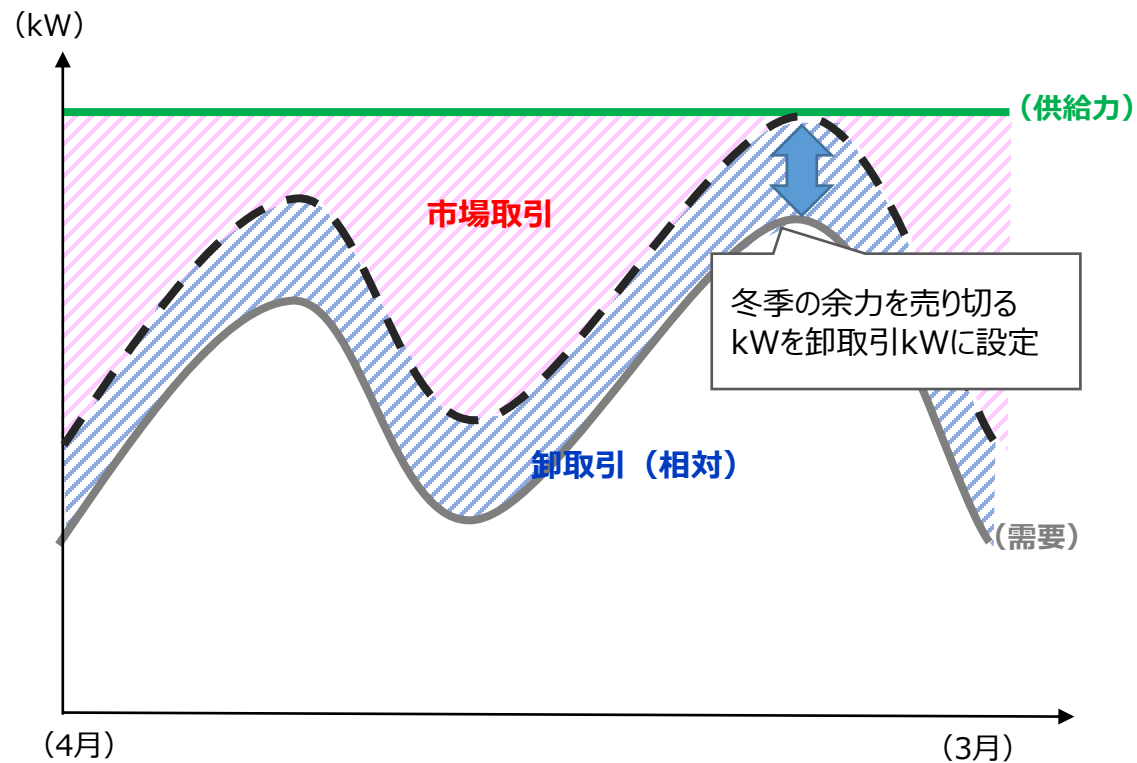
	今回（2023～2025）A			現行（2008原価）B			差引 A-B		
	金額	受給電力量	単価	金額	受給電力量	単価	金額	受給電力量	単価
販売電力料計	2,192	93	23.64	618	47	13.00	+1,574	+45	+10.64
原子力融通	-	-	-	409	21	19.79	▲409	▲21	▲19.79
火力融通	-	-	-	132	18	7.33	▲132	▲18	▲7.33
取引所販売	1,160	49	23.48	-	-	-	+1,160	+49	+23.48
相対卸販売	581	34	17.15	-	-	-	+581	+34	+17.15
自社FIT送電	169	7	23.99	-	-	-	+169	+7	+23.99
新市場	235	-	-	-	-	-	+235	-	-
調整力公募	26	-	-	-	-	-	+26	-	-
需給調整市場	41	-	-	-	-	-	+41	-	-
容量市場 （容量確保契約金）	169	-	-	-	-	-	+169	-	-
その他（西三等）	46	2	20	76	9	9	▲31	▲6	+10.90
（再掲）効率化	9	-	-	-	-	-	+9	-	-

※四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。

【参考】相対卸取引の織込みについて

- 相対卸取引の量については、売り惜しみなく、供給余力を全量販売することが原価低減に資するとの観点から、需給が最も厳しい冬季の供給余力を全量供出することを前提としております。
- 卸販売単価は、過去実績における卸販売単価と市場価格の水準の関係性を考慮したうえで決定しております。

◆供給力と卸取引（相対）販売電力量の考え方（イメージ）



【参考】調整力公募・需給調整市場の織込み

- 調整力公募については、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（2016年10月17日）に基づき、一般送配電事業者が実施する、調整力の公募調達の応札実績に基づき織込みを行っております。
- 需給調整市場については、一般送配電事業者が周波数調整や需給調整を行うための調整力を市場を通じて、より効率的に調達するための需給調整市場が2021年度から開設されたことを踏まえ、当該市場から得られる収入を原価に織込んでおります。
- 応札量および収入の算定方法は、以下の通りです。なお、収入額の算定にあたっては、前提となる供給計画に基づき、kWh相当の収入は織込んでおりません。

(単位：百万円)

	2023	2024	2025	期間平均
3次②	3,084	3,179	2,069	2,777
(算定方法)	<ul style="list-style-type: none"> 入札原資はスポット市場送電後の余力（並列火力の上隙分+BSユニット追加起動）。 入札価格は機会費用（調整力供出電源の逸失利益）+未回収分固定費（固定費-他市場収益）とし、入札価格と市場価格（2021年度下期+2022年度上期 3次②実績）をコマ毎に比較して、入札価格<市場価格であれば約定。 			
3次①	—	2,238	1,594	1,277
(算定方法)	<ul style="list-style-type: none"> 入札原資は調整力公募応札ユニット相当（360MW<2023年度分_電源I>）。なお、一次～三次①は週間商品であり、火力体制は入札時点で決められないことを踏まえ、追加起動を伴う約定はなし。 入札価格は機会費用（調整力供出電源の逸失利益）+未回収分固定費（固定費-他市場収益）とし、入札価格と市場価格（2021年度下期+2022年度上期 3次②実績）をコマ毎に比較して、入札価格<市場価格であれば約定。 			
1次～2次②	—			
(算定方法)	—			

3.卸電力取引所の活用に関する基本的な考え方

- 原価低減に資することから、積極的に入札を行う前提のもと、売り・買い入札量は、以下に基づき算定しております。

【取引量の算定方法】

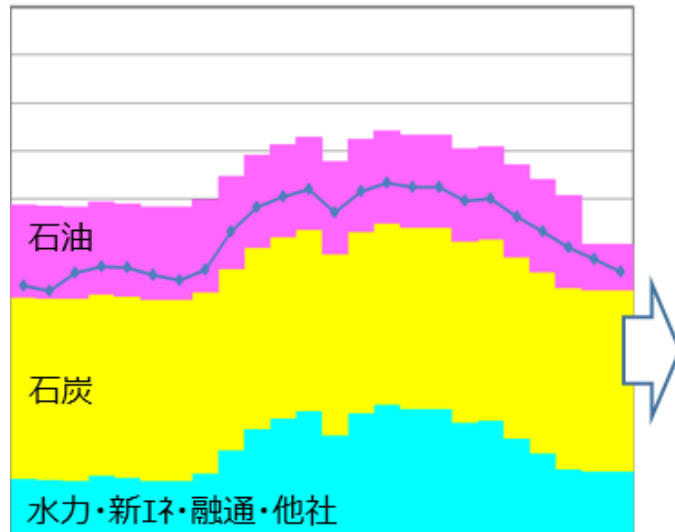
- 調整力および予備力1%を確保した上で、原価算定期間における各月毎代表日（第三水曜、第三日曜※）のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成のうえ、ユニット毎の限界費用を売買それぞれに算定。
- 今回想定 of 北陸エリアプライス価格（2021下期～2022上期実績ベース、365日×48コマ、 $\pm 2\sigma$ で上下限補正）を設定
- ①と②をコマ毎に比較して、売買約定量を算定

※当社の需給バランス特性上、平均的な需要・供給力が中旬かつ水曜日に発生するとの考え

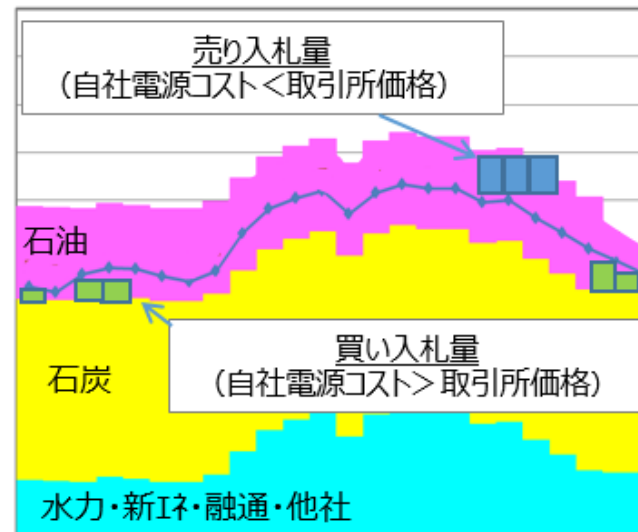
例：4月

- 需要は、月初めはまだ寒く需要がかかるが、下旬は暖かくなり需要も下がる
- 自流は月末にかけて雪解けが進むことで徐々に増えていく
- 月曜の週末からの需要の立ち上がりや金曜の週末に向けての需要の減少影響を除く
→その月を代表するような需給バランスは中旬（第3）に発生と考える

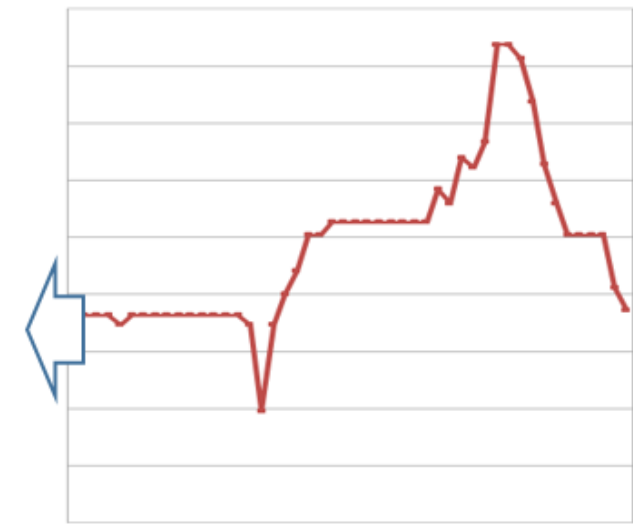
①需給バランス,限界費用作成



③ 売買取引量算定



②至近の北陸エリアプライス実績



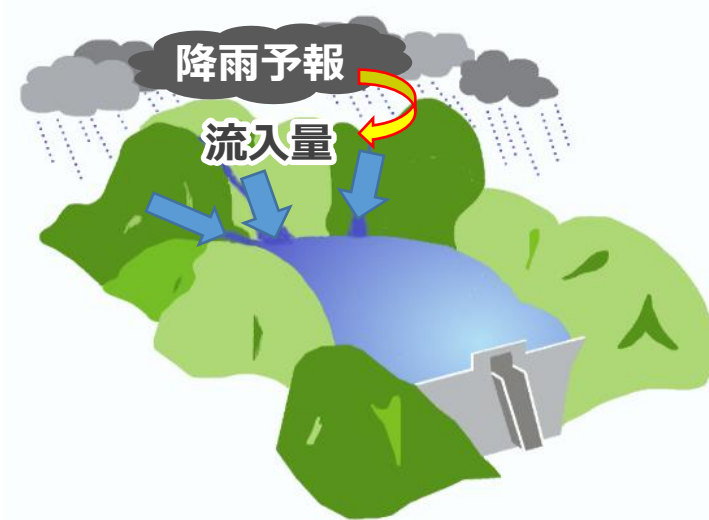
【具体事例①】 AI技術の活用によるダム流入量予測

当社では、AI技術を活用したダム流入量予測に基づき、最適な放流操作を指令するダム支援システムを国内で初めて開発しました。これにより、発電所の運用が最適化され、水力発電電力量の増加が可能となります。

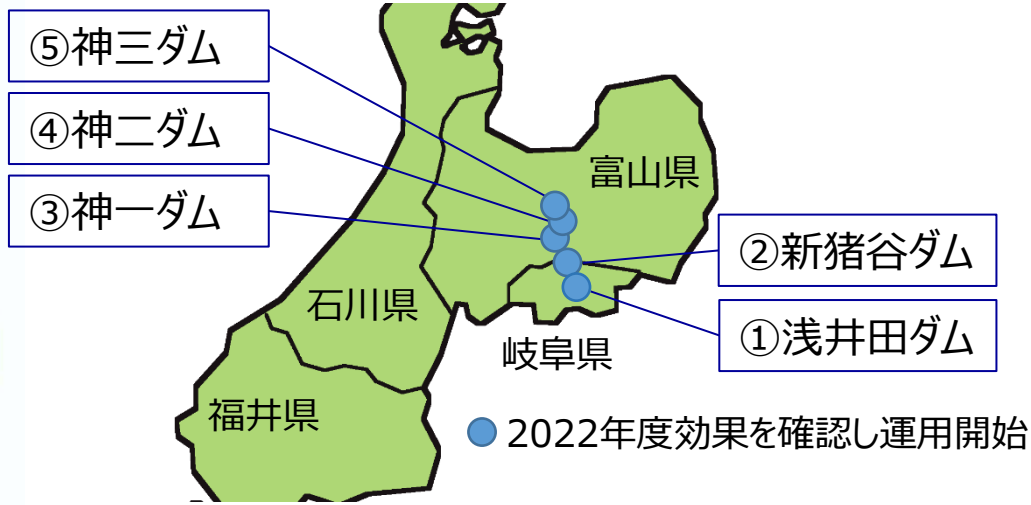
■ 取組み内容

- これまで、当社が培ってきたダム運用の実績データをAIに学習させることで、より高い精度で出水時のダム放流量を予測。
- 神通川水系のダム（5箇所）で、AIによる効果を検証した結果、神通川水系全体の年間発電電力量が1,500万kWh程度（1%程度）増加する効果を確認したため、2022年度から運用を開始しております。

■ AIを活用した流入量予測システム



■ 神通川水系での検証箇所



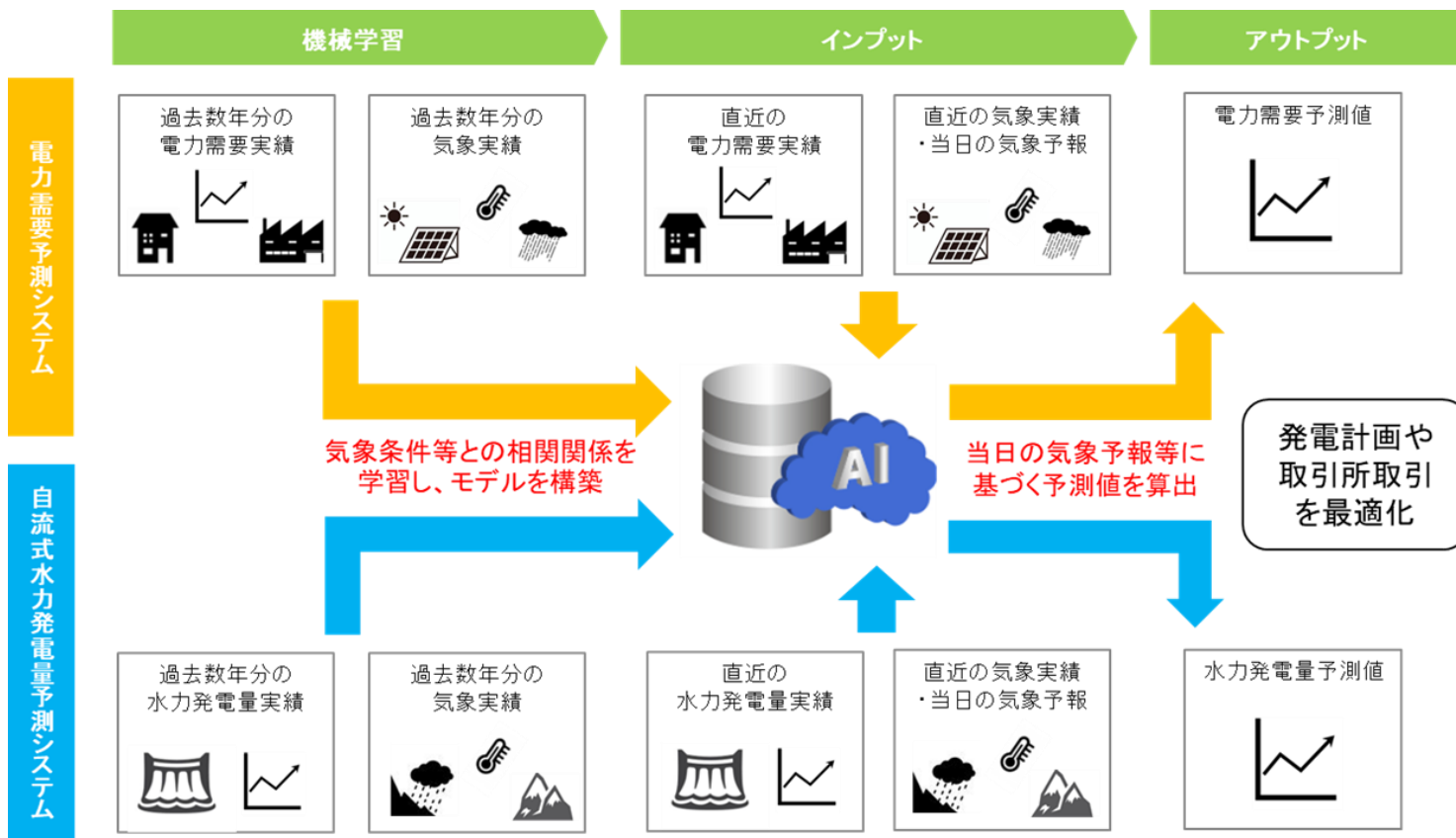
効率化効果：+3億円／年（他社販売電力料増加）

【具体事例③】AI技術の活用による電力需給予測向上

- 当社では、AI技術の活用による電力需要・自流式水力発電量の予測精度向上に取り組み、卸電力取引所を最大限有効活用することで、購入電力量の削減をはじめとする需給関連費用の削減に努めております。

■ 取組み内容（導入スケジュール）

- 電力需要・自流式水力発電量予測システムともに、2023年4月より本格運用を開始いたします。



効率化効果：▲5億円／年（他社購入電力料削減）