

С.А. СЕВАЛЬНЕВ, аспирант гр. ЭТа-242 (КузГТУ)

АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ УЗЛОВЫХ ЦЕН НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В КЕМЕРОВОСКОЙ ОБЛАСТИ В УСЛОВИЯХ НАЛИЧИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Рынок электрической энергии в Российской Федерации активно развивается в различных секторах, в частности бурное обсуждение ведётся в электросетевом секторе. Высокий износ электросетевого оборудования и недостаточный объём инвестиций образует необходимость внесения изменений в сферу регулирования сетевого комплекса [1]. Такие факторы приводят к увеличению частоты возникновению системных ограничений по пропускной способности энергосистемы, что прямо влияет на функционирование рынка электроэнергии.

При превышении перетока мощности над максимально-допустимым значением возникает запирание сечения. Запиранием сечения называют состояние электрической сети, при котором фактический или расчетный переток мощности по сечению достигает своего максимально-допустимого значения (МПД), вследствие чего дальнейшее увеличение передачи мощности по данному сечению становится невозможным без нарушения допустимых режимов работы оборудования или потери устойчивости системы. При возникновении запирания идёт перераспределение перетоков мощности, изменяются условия диспетчирования генерации, что в свою очередь, отражается на формировании узловых цен. Несмотря на значимость этой проблемы, оценка влияния сетевых ограничений на процессы ценообразования и распределение генерации в России недостаточно исследована. Перечисленное выше определяет необходимость проведения анализа влияния запираний сечений на формирование в узловых ценах на оптовом рынке электроэнергии.

Запирание сечений может происходить при различных факторах:

а) системные:

1) летние ремонтные периоды, а также аварийные отключения могут переложить переток на другие сечения;

2) высокая выработка ГЭС с холостыми сбросами может превысить МДП в локальных системах;

3) ограничения, вводимые системным оператором для поддержания устойчивости.

4) несбалансированное развитие генерации и сетевой инфраструктуры.

б) технические:

1) износ и старение проводов, изоляторов, опор и трансформаторов приводит к снижению термической и электрической стойкости элементов сети.

в) климатические:

1) повышение температуры окружающей среды снижает МДП из-за ограничения по нагреву по исследованию на 18% [2];

2) отсутствие ветрового охлаждения.

В структуре энергетической системы Сибири Кемеровская область занимает промежуточное положение между крупными центрами генерации Красноярского края и зонами потребления в Западной Сибири. Особенностью режима работы региона является транзит дешёвой электроэнергии, вырабатываемой на Саяно-Шушенской ГЭС, в западном направлении.

Ключевое влияние на узловые цены вносят два сечения, идущие с Красноярского края в северную (Ново-Анжерская 500 кВ) и южную (Новокузнецкая 500 кВ) части Кемеровской области. По статистике наибольшая разница в узловых ценах достигается в летние периоды, когда наблюдается большая водность. За последние 12 месяцев наибольшая разница между севером (1955 руб/МВт·ч) и югом (1731 руб/МВт·ч) наблюдалась в июле – 224 руб/МВт·ч (Таблица 1).

Таблица 1

Разница узловых цен на в северной и южной частях Кузбасса

Год	Месяц	Север, руб/МВт·ч	Юг, руб/МВт·ч	Разница, руб/МВт·ч
2024	11	1698	1750	-52
2024	12	1702	1768	-66
2025	1	1690	1725	-34
2025	2	1793	1785	7
2025	3	1790	1791	-1
2025	4	1870	1851	18
2025	5	1928	1864	64
2025	6	1778	1636	142
2025	7	1955	1731	224
2025	8	2112	2121	-9
2025	9	1991	1972	19
2025	10	1914	1795	119

Анализ ценовых и режимных данных по энергосистеме Кемеровской области показал, что запирания сечений оказывают значительное влияние на распределение потоков мощности и уровень узловых цен в регионе. Для иллюстрации рассмотрены два характерных случая, отражающих различную конфигурацию сетевых ограничений.

1. Ситуация от 14 июля 2025 года.

В этот день наблюдался высокий уровень выработки на Саяно-Шушенской ГЭС вследствие сезонного увеличения водности. Основной

поток дешёвой гидроэнергии направлялся с Красноярского края в Кемеровскую область. При этом произошло запирание сечения 500 кВ Ново-Анжерская, по которому мощность передаётся на север Кузбасса. Максимально допустимый переток (МДП) в указанные сутки составил 419 МВт. В то же время сечение 500 кВ Новокузнецкая, ведущее на юг Кузбасса, оставалось незапертым, что позволило сохранять переток дешёвой электроэнергии в южную часть региона.

В результате сформировалась выраженная ценовая дифференциация:

- в Красноярске (зона генерации) средняя цена за сутки составила 952 руб/МВт·ч;

- на юге Кузбасса – 1857 руб/МВт·ч;
- на севере Кузбасса – 2780 руб/МВт·ч.

Таким образом, при запирании только северного направления стоимость электроэнергии в северной части региона оказалась почти на тысячу выше, чем в южной части Кузбасса, что демонстрирует влияние ограниченной пропускной способности сечения на формирование локальных цен.

2. Ситуация от 10 ноября 2025 года.

В этот день наблюдалось одновременное запирание двух сечений: 500 кВ Ново-Анжерская (МДП – 459 МВт) и 500 кВ Новокузнецкая (МДП – 755 МВт). В таких условиях поток мощности от Саяно-Шушенской ГЭС оказался ограничен как на север, так и на юг Кузбасса. Это привело к перераспределению потоков и изменению ценовой структуры в регионе.

Средние узловые цены за сутки составили:

- в Красноярске – 1648 руб/МВт·ч;
- на севере Кузбасса – 2008 руб/МВт·ч;
- на юге Кузбасса – 2604 руб/МВт·ч.

В отличие от июльской ситуации, когда дешёвая гидрогенерация снижала цены на юге региона, в ноябре при одновременном запирании обоих сечений южная часть Кузбасса оказалась в наиболее дефицитном положении, что привело к росту цен и обратной дифференциации по сравнению с летним периодом.

Таким образом, приведённые примеры демонстрируют, что характер запирания сечений и направление ограниченного перетока напрямую определяют ценовую структуру внутри региона. При частичном запирании формируется значительный ценовой градиент между севером и югом Кузбасса, а при одновременном ограничении обоих направлений влияние генерации Саяно-Шушенской ГЭС на региональные цены существенно ослабевает. Эти результаты подтверждают ключевую роль сетевых ограничений в формировании узловых цен на оптовом рынке электроэнергии и необходимость их учёта при анализе рыночных режимов.

Анализ показал, что запирания сечений оказывают существенное влияние на формирование узловых цен на оптовом рынке электроэнергии.

Ограничения по пропускной способности сетей приводят к перераспределению потоков мощности и формированию локальных зон дефицита, что вызывает значительную ценовую дифференциацию между узлами даже в пределах одного региона. На примере энергосистемы Кемеровской области установлено, что при запирании отдельных сечений разница между узловыми ценами в северной и южной частях региона может превышать полуторакратное значение.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что сетевые ограничения значительно влияют на эффективность рыночного ценообразования и формируют риски для устойчивости функционирования энергосистемы при росте нагрузок и изменении режимов генерации. В этих условиях актуальным становится введение дополнительных рыночных механизмов, направленных на снижение нагрузки на электросетевой комплекс. В настоящее время на оптовом рынке электроэнергии уже реализован механизм управления спросом, однако его применение ограничено рядом критериев – предусмотрено ограниченное количество команд на снижение нагрузки, при этом длительность снижения составляет от 1 до 4 часов. Кроме того, действующий механизм в основном ориентирован на обеспечение балансирования мощности, а не на устранение сетевых перегрузок. В связи с этим представляется целесообразным расширение действующего механизма управления спросом или разработка нового локального инструмента, направленного на разгрузку перегруженных сечений и предотвращение их запирания в распределительных и магистральных сетях. Одним из таких инструментов может выступать локальное управление спросом (*congestion management*), которое обеспечивает гибкое регулирование потребления в периоды сетевой перегрузки. Суть данного механизма заключается в временном снижении потребления электроэнергии отдельными группами потребителей в зонах, где наблюдается приближение перетока мощности к максимально допустимому значению. Регулирование может осуществляться путём автоматизированного или ценового сигнала, формируемого системным оператором при выявлении угрозы запирания сечения. Инициирование снижения потребления выполняется при достижении пороговых уровней загрузки сети или при прогнозировании превышения пропускной способности в расчётах на сутки вперёд. Такой подход позволяет оперативно разгружать перегруженные сети, поддерживать допустимые режимы работы оборудования и предотвращать рост узловых цен в дефицитных зонах.

Тем самым, формируется системный подход: управляемая нагрузка рассматривается не только как инструмент регулирования режимов распределительных сетей, но и как эффективный механизм повышения устойчивости и экономической эффективности оптового рынка электроэнергии.

Список литературы:

1. Андрей Рюмин рассказал на конференции ФАС России об ожидаемых изменениях в сфере регулирования сетевого комплекса // URL: <https://rosseti.ru/press-center/news/andrey-ryumin-rasskazal-na-konferentsii-fas-rossii-ob-ozhidaemykh-izmeneniyakh-v-sfere-regulirovaniya/> (дата обращения: 15.10.2025).
2. Васьковская, А. В., Шепелев, А. О., Шепелева, Е. Ю. Определение максимально допустимого перетока активной мощности в сечении с учетом тепловых режимов линий электропередачи // Вестник Югорского государственного университета. – 2023. – №. 1 (68). – С. 131-138.

Информация об авторах:

Севальнев Станислав Андреевич, аспирант гр. ЭТа-242, КузГТУ, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, д. 28, sevalnevsa@list.ru