

# 6/22

ПРЕПРИНТЫ

МИКРОЭКОНОМИКА ОТРАСЛЕВЫЕ РЫНКИ  
ПРОМЫШЛЕННАЯ КОНКУРЕНТНАЯ  
И ИНФРАСТРУКТУРНАЯ ПОЛИТИКА  
MICROECONOMICS INDUSTRY MARKETS,  
INDUSTRIAL, COMPETITION AND  
INFRASTRUCTURE POLICY

К. А. Касьянова

**МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ОПТОВЫХ ПОУЗЛОВЫХ ЦЕН  
НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В РОССИИ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ  
СТОХАСТИЧЕСКОЙ ВОЛАТИЛЬНОСТИ**

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ  
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ» (РАНХиГС)

**Касьянова** Ксения Алексеевна

м.н.с. Лаборатория системного анализа отраслевых рынков ИПЭИ РАНХиГС

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТОВЫХ ПОУЗЛОВЫХ ЦЕН  
НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ  
СТОХАСТИЧЕСКОЙ ВОЛАТИЛЬНОСТИ  
(препринт)

Москва 2022

### **Аннотация**

Российский оптовый рынок электроэнергии разделен на две ценовые зоны: европейскую (первую) ценовую зону и сибирскую (вторую) ценовую зону. Механизмы ценообразования в первой и второй ценовых зонах одинаковы: внутри каждой ценовой зоны существует рынок свободной конкуренции между производителями, что обеспечивается значительной пропускной способностью электрической сети. При этом переток между ценовыми зонами незначителен, а равновесные цены различаются в значительной степени, так как конкурсные торги на электроэнергию и мощность проводятся отдельно по каждой ценовой зоне.

При анализе спотовых цен по ценовым зонам была разработана двухуровневая модель стохастической волатильности. Уже было показано, что динамика цен на электроэнергию существенно различается в европейской и сибирской ценовых зонах. Переход к анализу региональных цен позволяет выявить возможные причины этих различий. В частности, одним из инструментов анализа является построение линейных регрессий оценок коэффициентов стохастической модели волатильности (рассчитываемых для каждого узла/региона) от постоянных характеристик региона (географическое положение региона, доли ТЭЦ, АЭС и ГЭС в структуре выработки электроэнергии, доли ТЭЦ, работающих на газе и угле, доля основных секторов ВРП).

В результате оценки моделей для средних по регионам узловых цен были объяснены различия средних цен, недельной динамики цен, влияния величины отпусков, отопительных градусо-суток и объемов промышленного производства на цены между регионами. Анализ узловых цен на основе полученных региональных карт оценок позволяет выявить слабые места в инфраструктуре электроэнергетики и регионы с аномальной динамикой цен на электроэнергию.

**Ключевые слова:** цены на электроэнергию, спотовый рынок электроэнергии, байесовский анализ, стохастическая волатильность.

### **Abstract**

The Russian wholesale electricity market is divided into two price zones: the European (first) price zone and the Siberian (second) price zone. The pricing mechanisms in the first and second price zones are the same: within each price zone, there is a free competition market between producers, which is provided by a significant transmission capacity of the electrical network. At the same time, the flow between the price zones is insignificant, and the equilibrium prices differ to a large extent, since competitive bidding for electricity and capacity is held separately for each price zone.

During the analysis of the spot prices by the price zones a two-level model of stochastic volatility was developed. It was already shown that the dynamics of electricity prices are significantly different in the European and Siberian price zones. The transition to the analysis of regional prices allows to identify the possible causes of these differences. In particular, one of the analysis tools is the construction of linear regressions of estimates of the coefficients of the stochastic volatility model (calculated for each node/region) on the permanent region's characteristics (geographical location of the region, shares of TPPs, NPPs and HPPs in the power generation structure, shares TPPs operating on gas and coal, the share of the main sectors of GRP).

As a result of evaluating the models for the region-averaged node prices, the differences in average prices, weekly price dynamics, the effect size of holidays, heating degree-days and volumes of industrial production on prices between regions were explained. Analysis of node prices based on regional maps makes it possible to detect weaknesses in the infrastructure of the electric power industry and regions with anomalous dynamics of electricity prices.

**Key words:** Electricity prices, spot energy market, Bayesian inference, stochastic volatility.

## Содержание

Введение .....	4
1. Обзор мирового опыта моделирования рынка электроэнергетики .....	6
2. Описание и анализ данных .....	12
3. Разработка модели стохастической волатильности с использованием низкочастотных регрессоров.....	20
4. Результаты оценки модели стохастической волатильности .....	24
Заключение.....	29
Список использованных источников.....	32

## Введение

Динамика цен на электроэнергию напрямую влияет на издержки компаний и конкурентоспособность отечественной продукции, динамику цен, благосостояние потребителей и рост экономики. Для эффективного планирования мер экономической и промышленной политики на региональном уровне необходимо учитывать динамику затрат отдельных отраслей на электроэнергию в данном регионе (особенно наиболее энергоемких), а, следовательно, и факторы, определяющие ценовую динамику на локальном уровне. Учитывая нелинейную природу динамики оптовых цен на электроэнергию, а также наличие ненаблюдаемых факторов, оказывающих на нее влияние, моделирование и прогнозирование этих цен является сложной эмпирической задачей, одним из способов решения которой является применение моделей глубокого обучения, отбор факторов для которых осуществляется с использованием формальной эконометрической модели тренд-сезонного разложения, получаемого с использованием ценовых факторов спроса и предложения на рынке электроэнергии, а также с помощью добавления диффузионной компоненты, в которой учтены все ненаблюдаемые факторы, влияющие на цены. В дальнейшем полученные по данному методу цены на электроэнергию можно использовать в расширенных моделях спроса и предложения для оценки их влияния на объемы производства промышленных отраслей.

Оптовый рынок электроэнергии России разделен на две ценовые зоны: европейскую (первую) ценовую зону и сибирскую (вторую) ценовую зону. Механизмы ценообразования в первой и второй ценовых зонах одинаковы: в рамках каждой ценовой зоны функционирует рынок свободной конкуренции между производителями, обеспечиваемый значительной пропускной способностью электрической сети. При этом переток между ценовыми зонами незначительный, а равновесные цены в большой степени отличаются, так как конкурентные торги по электрической энергии и мощности проходят отдельно по каждой ценовой зоне.

В рамках НИР 2021 года, было показано, что динамика цен на электричество в европейской и сибирской ценовой зоне заметно отличается. Переход к анализу поузловых цен позволяет выявить возможные причины этих различий. В частности, одним из инструментов анализа является построение линейных регрессий оценок коэффициентов модели стохастической волатильности (рассчитанных для каждого узла с учетом специфических для каждого региона ценовых факторов) на постоянные характеристики региона (географическое расположение региона, доли ТЭС, АЭС и ГЭС в структуре производства, доли ТЭС, работающих на газе и угле, доля основных видов производства в структуре ВРП).

Целью работы является применение модели стохастической волатильности к оптовым поузловым ценам на электроэнергию с целью определения основных причин различия динамики цен на электричество между регионами РФ.

Теоретической и методологической базой исследования служат работы отечественных и зарубежных экономистов, исследовавших проблематику прогнозирования цен рынка на сутки вперед, а также последние наработки в области нейросетевого моделирования временных рядов. Расчетная часть работы основана на использовании экспериментальных и эмпирическо-теоретических методов анализа.

# 1. Обзор мирового опыта моделирования рынка электроэнергетики

Либерализация отрасли электроэнергетики началась в 90-ых годах, до этого в большинстве стран мира данная сфера была естественной монополией. Монополисты занимались, как производством, так и передачей и сбытом электроэнергии. Часто монополии были узаконены государством, например, в странах Великобритании, Италии, Франции, СССР функционировали централизованные государственные структуры, при этом тарифы на услуги также устанавливались государством. При этом в Германии, США и Японии функционировали преимущественно частные энергетические компании.

Постепенно спрос на электроэнергию стал превышать предложение, и данная система перестала удовлетворять нуждам экономики. Ситуацию усугубляло ужесточение экологического законодательства, рост цен на топливо и необходимость модернизации энергетических мощностей.

Таким образом, к концу 90-х гг. реформы в сфере энергетики начались более, чем в 70 странах мира. Особенности крупнейших рынков электроэнергии перечислены в Таблице 1. Отметим, что различались как формы внедрения рыночных отношений:

- полная или частичная дезинтеграция электроэнергетического производства (например, США, Швеция),
  - полная приватизация (например, Великобритания, Чили),
- так и методы формирования цен на ОРЭМ (Семенов, 1998):
- граничных (предельных) стоимостей электроэнергии (Великобритания, Австралия, США),
  - равных возможностей (Скандинавские страны).

Таблица 1

Особенности крупнейших энергетических рынков мира

Страна	Экономические особенности рынка	Статистические особенности цен
ЕЕХ (Германия)	ЕЕХ была создана в 2002 году и находится в Лейпциге (Германия). Это результат слияния немецких бирж электроэнергии во Франкфурте и Лейпциге. С тех пор он превратился из местной биржи электроэнергии в ведущую платформу для торговли энергией в Европе, что хорошо видно по увеличению их выручки от продаж на 147% в период 2014/15 (с 77 до 190 миллионов евро). За этот период объем торговли электроэнергией увеличился с 1570 до 2537 ТВтч, что более чем в 4 раза превышает общее потребление энергии в Германии в 2015 году.	Высокие значения коэффициента эксцесса. Свойство возвращения к среднему значению. Свойство долгосрочной памяти.

Страна	Экономические особенности рынка	Статистические особенности цен
<p>США: независимые системные операторы (California ISO, NYISO, ERCOT) и региональные передающие организации (ISO-NE, MISO, PJM, SPP).</p>	<p>В США существует несколько рынков электроэнергии, которые значительно различаются по географии (некоторые из них включают несколько штатов, другие находятся в одном), структуре рынка, принятым стандартам и торговым механизмам, составу членов-участников и другим показателям. Соответственно, уровень развития управления спросом не одинаковый на разных рынках страны. Наиболее распространенное управление спросом применяется на рынке PJM, где в течение нескольких лет он конкурирует с выработкой электроэнергии. Уникальной особенностью рынка PJM является успешное внедрение управления спросом на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг [2].</p> <p>Важным историческим событием в истории конкурентного рынка электроэнергии в США был Калифорнийский энергетический кризис 2000-01 годов. В мае 2000 г. наблюдался значительный скачок цен, связанный с резким повышением спроса на фоне аномально жаркого лета. Ситуацию усугубило снижение предложения на фоне рыночных манипуляций и ограничения розничных цен на электроэнергию, что привело к росту оптовых цен на 800% с апреля 2000 г. по декабрь 2000 г. Разрыв между спросом и предложением был искусственно создан энергетическими компаниями для создания искусственного дефицита. Кризис стал возможен из-за закона, принятого в 1996 году Законодательным собранием Калифорнии (AB 1890), отменяющего регулирование некоторых аспектов энергетической отрасли.</p>	<p>Календарные эффекты. Умеренные значения коэффициента эксцесса на MISO, высокие - на оптовых рынках Калифорнии (США), Новой Англии (США). Свойство возвращения к среднему значению. На оптовых рынках Калифорнии и MISO зафиксированы случаи отрицательных цен на электроэнергию. Обратный эффект рычага.</p>
<p>NordPool (Скандинавия)</p>	<p>В 1990-х годах в странах Северной Европы был создан конкурентный оптовый рынок. Вначале как биржа электроэнергии, а в 1996 году расширила свою торговлю на Норвегию и Швецию тем самым став первой в мире многонациональной биржей для торговли контрактами на электроэнергию. Рынок Северной Европы является самым ликвидным рынком электроэнергии в мире. Три страны имеют полный доступ к розничному рынку. Стоит отметить, что в Норвегии почти 100% генерации на ГЭС, Швеция и Финляндия имеют смесь гидро-, атомных и других тепловых электростанций, а Дания производит почти 100% тепловой энергии.</p>	<p>Свойство возвращения к среднему значению. В связи с преобладанием гидрогенерации цены имеют более устойчивый характер в сравнении с другими европейскими рынками. Свойство долгосрочной памяти.</p>



Страна	Экономические особенности рынка	Статистические особенности цен
ВЕТТА (Великобритания)	<p>С 2002 г сбытовая деятельность в Англии и Уэльсе полностью либерализована: любая компания имеет право продавать электроэнергию всем покупателям вне зависимости от их месторасположения. В 2005 г. был сформирован оптовый рынок, включающий в структуру NETTA энергетическую систему Шотландии. Система подразумевала под собой единого системного оператора, общие правила и порядок взимания платы за подключение к трансмиссионной системе, общие правила и механизмы балансировки и расчетов. Отмечается, что энергия в основном передается с севера на юг, особенно в часы пик, так как основной спрос приходится на южные районы системы, а большая часть генерирующих мощностей расположена в северных регионах.</p>	Умеренные значения коэффициента эксцесса. Свойство долгосрочной памяти не выявлено.
Powernext (Франция)	<p>Правительство Франции ввело разделение деятельности без приватизации. EdF и другие дистрибьюторы должны предоставлять регулируемый доступ к своим распределительным сетям: для этого создан независимый регулирующий орган CRE. Пример Франции доказывает, что централизованная, вертикально-интегрированная, государственная система энергоснабжения не является препятствием для сбалансированного, эффективного функционирования и развития электроэнергетики.</p>	Свойство возвращения к среднему значению
APX (Нидерланды)	<p>APX Group (APX) — энергетическая биржа, управляющая спотовыми рынками электроэнергии в Нидерландах, Великобритании и Бельгии. APX, Belrex и Powernext стали первыми биржами, совместно распределяющими мощности на сутки вперед на своих внутренних границах. Кроме того, также предпринимаются шаги по открытию балансирующих рынков для иностранных игроков. В 2013 году APX-ENDEX разделилась на две компании: спотовую биржу электроэнергии APX и спотовую биржу газа, деривативов на газ и электроэнергию ENDEX. В 2015 г. EPEX SPOT и APX Group объявили о своем намерении объединить свой бизнес с целью создания энергетической биржи для Центральной и Западной Европы (CWE) и Великобритании.</p>	Свойство возвращения к среднему значению

Страна	Экономические особенности рынка	Статистические особенности цен
IREX/GME (Италия)	GME является компанией, полностью принадлежащей Министерству экономики и финансов Италии. Рынок электроэнергии состоит из спотового рынка электроэнергии (MPE) и форвардного рынка электроэнергии (MTE). Спотовый рынок электроэнергии состоит из Рынка на сутки вперед, Внутрдневного (балансирующего) рынка, Рынка продуктов повседневного спроса повседневных продуктов; Рынка вспомогательных услуг. На форвардном рынке электроэнергии торгуются форвардные контракты на электроэнергию с обязательством поставки.	Для среднесуточных цен гипотеза о нормальном распределении не отклоняется, однако распределение среднесуточных медианных цен отличается от нормального. Обратный эффект рычага. Свойство долгосрочной памяти.
АЕМО (Австралия)	Двумя крупнейшими электрическими сетями в Австралии являются Национальный рынок электроэнергии (NEM) и Юго-западная объединенная система (SWIS). NEM представляет собой оптовый рынок электроэнергии и обслуживает восточные штаты, включая Тасманию и Южную Австралию, и на его долю приходится примерно 85% австралийского рынка электроэнергии. SWIS в Западной Австралии составляет примерно 10%. В SWIS, в отличие от NEM, потребители должны приобретать генерирующие мощности, а также энергию, поэтому ОРЭ включает механизм торговли резервными генерирующими мощностями, а также энергией. На удаленный («автономный») рынок приходится оставшиеся 5% рынка, включая как удаленные промышленные, так и удаленные общественные сети.	Цены предложений могут варьироваться от отрицательных до максимальной спотовой цены. Частые резкие пики и тяжелые хвосты распределения: коэффициент эксцесса для оптового рынка примерно в 40 раз выше соответствующего значения для оптового рынка MISO (США), высокий коэффициент асимметрии

Примечание – Источник: составлено авторами.

По результатам проведенного анализа, можно сделать вывод, что, несмотря на различия формальных деталей сформировавшихся моделей рыночных отношений в сфере электроэнергетики, в большинстве европейских стран, США и Австралии были осуществлены схожие шаги по либерализации отрасли.

В связи с общемировыми тенденциями в российской электроэнергетике также начинаются изменения: с 2001 года начинается формирование конкурентного рынка электроэнергии. Основной целью либерализации было создание эффективного рынка и стимуляция роста частных инвестиций в отрасль. В 2006 году начал работу оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) переходного периода. С 2011 года торговля на ОРЭМ полностью либерализована.

Определение равновесных цен оптового (а также балансирующего) рынка электроэнергии связана с решением оптимизационной задачи в каждом узле модели. Понимание

принципов формирования цен в каждом узле необходимо как участникам рынка, так и регулирующим организациям для выявления факторов, за счет которых складываются цены на электричество, возможности их прогнозирования.

Напомним, что поставщиками на ОРЭМ являются генерирующие компании с установленной мощностью не менее 5 МВт по группе точек поставки, покупателями – крупные потребители, суммарная присоединенная мощность которых не менее 20 МВ·А и в каждой группе точек поставки не менее 0,75 МВ·А, сбытовые компании и гарантирующие поставщики, а электроэнергия и мощность на рынке реализуются отдельно. Инфраструктура рынка делится на технологическую (к которой относятся Системный оператор и сетевые компании) и коммерческую (НП «Совет рынка», ОАО «АТС», ЗАО «ЦФР»). Регулирование на рынке двух типов:

- государственное (нормативное):
  - 1) тарифное (Федеральная служба по тарифам – ФСТ России);
  - 2) антимонопольное (Федеральная антимонопольная служба – ФАС России).
- негосударственное (договорные отношения):
  - 1) договор о присоединении (НП «Совет рынка»);
  - 2) регламенты ОРЭМ (НП «Совет рынка»).

Ценообразование на оптовом рынке электроэнергии и мощности проводится по регулируемым договорам и свободные договоры купли-продажи электроэнергии и мощности (СДЭМ).

В течение длительного времени подходы к анализу узловых цен не менялись. В основе расчета узловых цен лежит задача оптимизации установившихся режимов электроэнергетических систем. Узловой ценой считается стоимость покрытия замыкающего (последнего) 1 МВт спроса со стороны генераторных агрегатов энергосистемы (Рынка, 2022).

Однако существует ряд случаев ценообразования, которые остаются без объяснения (Васьковская, 2017):

- Формирование узловых цен на слишком низком уровне (ниже 100 руб./МВт.ч);
- Формирование узловых цен на слишком высоком уровне (выше принятых заявок поставщиков электроэнергии);
- Формирование цен в соседних узлах, существенно отличающихся друг от друга и др.

Необходимо развивать исследования по данной тематике, поскольку в рамках сложной системы и отсутствия большей части информации, влияние системных ограничений,

стоимости потерь или покрытия замыкающего спроса не могут в достаточной мере ответить на данные вопросы.

В работе (Васьковская, 2017) этот вопрос исследуется в рамках задачи линейного программирования, которую решает АТС при определении равновесных цен в каждом узле. В результате такого анализа в работе (Васьковская, 2017) было выделены следующие свойства узловых равновесных цен рынка на сутки вперед:

— цена заявки замыкающего поставщика формирует поузловые цены в ходе оптимизации, аккумулируя в себе различные эффекты через режимную компоненту, компоненту ограничений по сечению и напряжению;

— при решении задачи оптимизации цены определяются множителями Лагранжа, которые имеют как экономическую, так и физическую интерпретацию:

1) физическая – отклики по установившемуся режиму с распределенного балансирующего узла и оптимизации установившегося режима;

2) экономическая – цены замыкающих генераторов;

— узловые цены являются линейной комбинации параметров целевой функции с одной стороны, и линейной комбинации влияния факторов установившегося режима, ограничений по сечению и напряжению с другой;

— при наличии активных ограничений (сетевых/по напряжению) к узловым ценам могут как увеличиться, так и уменьшиться, что в частных случаях может привести к существенному различию цен в заявках участников (если в результате цены устанавливаются выше максимальной или ниже минимальной цен заявки, то применяются особые случаи регламента работы ОРЭМ).

Основной проблемой является то, что при анализе поузловых цен необходимо знать большое число факторов, информация по которым отсутствует в свободном доступе. Одним из преимуществ использования модели стохастической волатильности с экономическими факторами является возможность через моделирование случайной компоненты и факторы спроса и предложения учесть неизвестные факторы, используемые в модели АТС.

## 2. Описание и анализ данных

На сайте АТС в открытом доступе находятся "Отчёты о равновесных ценах в наиболее крупных узлах расчётной модели", на основе которых будет производиться анализ. При работе с нейросетевыми моделями будут рассмотрены прогнозы почасовых цен, в данном разделе, а также при работе со структурными моделями стохастической волатильности, будут рассматриваться цены, усредненные за день.

Данные отчетов доступны с 22.09.2016 по настоящее время. Первое наблюдение содержало 5964 наиболее крупных узлов модели. Последнее обращение к базе было 06.04.2022, на этот момент число узлов было увеличено до 7504.

В данном анализе мы будем использовать только те ряды, по которым были доступны наблюдения за весь рассматриваемый период. Стоит отметить, что в базе существуют узлы, по которым есть как один пропуск, вплоть до обратной ситуации, когда, наоборот, доступно только одно наблюдение. Такой факт говорит о том, что узлы считаются крупными и включаются в отчет по определенному формальному критерию (вероятно, по плановому объему генерации).

5505 узлов не содержат пропусков. Наибольшее число крупных узлов в модели из рядов со всеми наблюдениями в Московской области (490 узлов), Ленинградской области (323 узла), Тюменской области (251 узлов) и Краснодарском крае (183 узлов). В большинстве субъектов РФ число узлов с номинальной мощностью от 110 квт (включая) до 220 квт (не включая) значительно превышает число узлов с другими показателями по мощности, однако в Московской области и в Тюменской области соотношение узлов с мощностью от 110 квт (включая) до 220 квт (не включая) и узлов с мощностью от 220 квт (включая) до 330 квт (включая) примерно одинаковое.

Поскольку структура выборки для узлов, по которым есть все наблюдения за рассматриваемый период (с 09.2016), достаточно похожа на структуру выборки за последний год наблюдения (2022 год), для анализа будет использоваться первый набор данных без пропусков. Это объясняется тем фактом, что число пропусков в рядах значительно отличается и, учитывая стохастическую природу волатильности рядов, а также наличие нелинейных трендов и непостоянной годовой динамики, задача заполнения пропусков в этих рядах является нетривиальной.

В принципе при построении структурной эконометрической модели можно предсказать пропущенные значения, если число пропусков небольшое и пропуски находятся в середине ряда, однако большинстве рядов содержится небольшое число информации относи-

тельно всей выборки, а при неправильном определении модели, описывающей процесс порождения данных, смещения, вызванные этим, могут не дать большого прироста в предсказательной силе модели.

Идейно набор данных без пропусков отражает структуру "самых" крупных узлов модели. Далее, если необходимо будет изучать также узлы, включенные в модель после 2016 года (например, это могло произойти при вводе новых генерирующих мощностей, либо в ходе модернизации существующих мощностей), надо будет разработать план заполнения пропущенных данных, либо скорректировать модель с учетом несбалансированной выборки. Для работы с многомерными временными рядами будет использоваться R пакет `mvtsplot` (Peng, 2008). Для получения более четкого представления о тенденциях в большом числе рядов по узловым ценам, вероятно коррелированных в рамках одного региона, используется цветовая визуализация:

- Высокие цены - зеленый цвет,
- Средние цены - желтый цвет,
- Низкие цены - красный цвет.

Несмотря на стохастическую динамику каждого из рядов поузловых цен можно отметить, тенденцию близкой к динамике внутри региона, что отражается в похожей цветовой гамме в рамках группы рядов, относящихся к одному субъекту. Стоит отметить, что как для большинства рядов, так и на медианном графике в 2021, 2020, 2018 и 2017 годах видно повышение в третьем квартале, в осенний период. По динамике отличается только 2019 год, когда не было повышения цен в третьем квартале, при этом также было отмечено понижение цен в начале четвертого квартала.

Общая тенденция повышения цен в третьем периоде не согласуется с теоретическими предположениями о том, что внутри года динамика цен в большей степени описывается изменениями температуры: предполагались высокие цены в отопительный период и охлаждающий период. Однако наблюдаемая динамика говорит о том, что, вероятно, колебания цены внутри года зависят скорее от промышленного производства.

Отметим, что в работе (Куленцан, 2019) факторы, определяющие сезонные тенденции динамики электропотребления, выделены на основе литературы по методу сезонных кривых – методологии краткосрочного прогнозирования, используемой на практике при прогнозировании режимов энергосистем. В данном методе электропотребление рассматривается как функцию трех параметров, смотри уравнение (1):

$$\mathcal{L} = f(\text{Base}, \text{Season}, \text{Weather} ). \quad (1)$$

где *Base* – базовая компонента, отражающая устойчивые производственные циклы, *Season* – сезонная компонента, отражающая сезонные колебания нагрузки в течение года (обусловлена глубокими сезонными колебаниями температуры и освещенности),

*Weather* – погодная компонента, отражающая нерегулярные колебания метеорологических факторов. Данная компонента может рассчитываться, как отклонения температуры от устойчивых сезонных циклов.

При учете сезонности в анализе динамики электропотребления учитываются три особенности:

— устойчивые сезонные изменения метеорологических факторов: температуры и освещенности: определяющие динамику электропотребления для обогрева помещений и освещения. Стоит отметить, что кривые среднемесячной температур и освещенности сдвинуты относительно друг друга. Так, в июне наблюдается пик освещенности, а в июле пик температуры,

— существует устойчивый тренд роста электропотребления при высоких температурах. На многих предприятиях установлены системы кондиционирования воздуха, что приводит к существованию летнего максимума электропотребления,

— промышленное производство имеет сезонный характер: в летний период в связи с сокращением спроса снижаются темпы добычи топливно-энергетических ископаемых, в этот период, в частности, во время отпусков, предприятия начинают ремонт и модернизацию оборудования, производство некоторых категорий пищевой промышленности имеет ярко выраженный сезонный характер и т.д. Также наблюдается сезонное сокращение, либо, наоборот, увеличение спроса на отдельные категории продукции также зависят от метеорологических факторов освещенности и температуры.

Таким образом, необходимо учитывать, как долгосрочные устойчивые динамики изменения температуры в течение года, отражающие годовую сезонность в потреблении электричества, так и погодные факторы, которые учитывают отклонения от нормы. Стоит учесть, что в большинстве случаев влияние погодных факторов на электропотребление нелинейно, причем нелинейный рост начинается при достижении некоторых пороговых значений.

С учетом этих особенностей для более подробного анализа динамики узловых цен будет использоваться тренд-сезонное разложение с помощью модели Prophet.

В используемую модель для ряда  $y(t)$ , смотри уравнение (2),

$$y(t) = g(t) + s_y(t) + s_w(t) + h(t) + \epsilon_t \quad (2)$$

где  $g(t)$  кусочно-линейный детерминистический тренд,  
 $s_y(t)$  годовая детерминистическая компонента, моделирующаяся как ряд Фурье,  
 $s_w(t)$  детерминистическая недельная динамика, моделирующаяся через дамми переменные,

$h(t)$  компонента государственных праздников, с учетом "расширенных" майских праздников 2020 и 2021 года: в 2021 году с 30.04 по 10.05, в 2020 году с 28.03 по 11.05,

$\epsilon_t$  компонента нормально распределенных случайных ошибок.

Очевидно, что предположение о нормальности остатков является значительным упрощением, но в рамках задачи первичного анализа набора данных модель Prophet показала себя хорошо. Такая модель больше подходит для долгосрочных предсказаний цен на электричество, нежели для краткосрочных прогнозов.

Рассмотрим подробнее каждую из выделенных компонент, чтобы сравнить динамику цен на электричество в разрезе субъектов РФ (см. Рисунок 1). Как было отмечено выше, существует ярко выраженная годовая сезонность. Во-первых, из графиков выделенной годовой компоненты видно, что годовая сезонность в рамках каждого из регионов очень похожа. В большинстве регионов наблюдается сезонный рост цен в третьем квартале, за исключением, некоторых регионов, например, Ставропольском крае и Краснодарском крае, Красноярском крае и Иркутской области. В частности, годовая динамика в Краснодарском крае и Иркутской области, наоборот, показывает значительное снижение цен в 3 квартале.

За исключением 2-3 регионов, детерминистический тренд относительно стабилен от региона к региону:

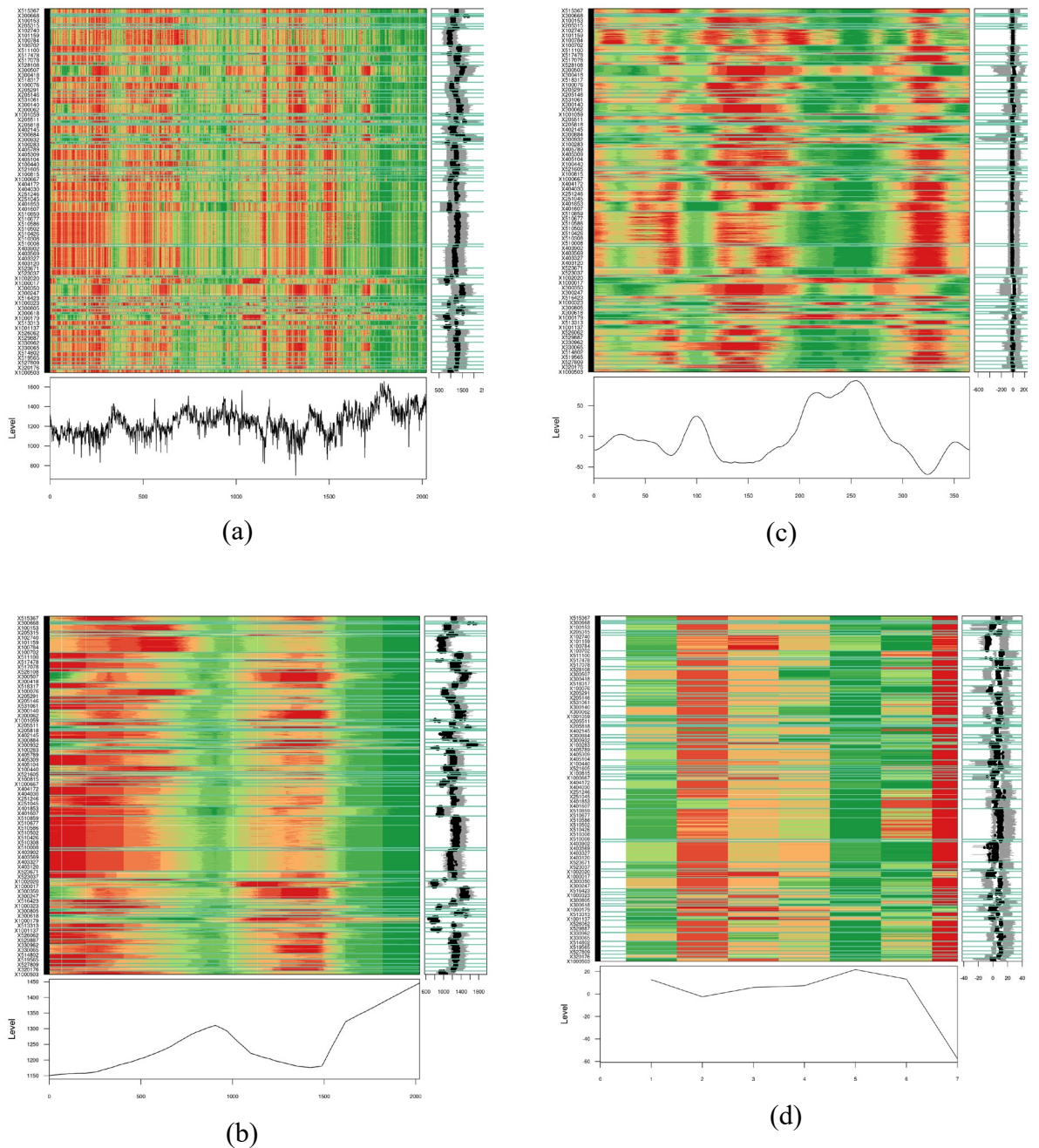
- с начала наблюдений (сентябрь 2016 года) до конца второго квартала 2019 года наблюдался рост цен на электроэнергию,

- с третьего квартала 2019 года до конца третьего квартала 2020 года цена на электричество снижались,

- с четвертого квартала 2020 до конца первого квартала 2022 года (последнего наблюдения в выборке) наблюдается рост цен электроэнергию.

Отметим, что в Иркутской области, динамика выделенной трендовой компоненты существенно отличается от остальных регионов. С учетом изначально более низких цен (средние значения порядка 700 руб./МВт. ч. при средних значениях по всем узлам порядка 1200 руб./МВт. ч.), рост цен в 2020-2022 годах происходит с относительно меньшими темпами.





Примечание – По оси  $x$  – номер наблюдения для графиков (a)-(b) от 22.09.2016 до 04.05.2022, (c) от 1 до 365, (d) от 1 (пн) до 7 (вс), по оси  $y$  – номер узла. Высокие цены – зеленый цвет, низкие цены – красный цвет. Маржинальные графики: снизу – медианный ряд, справа – boxplot-графики.

Рис. 1. Графики для поузловых цен (a) и выделенных по модели Prophet трендовой составляющей (b), годовой (c) и недельной сезонности и (d) с группировкой по регионам

Как и в случае с годовой сезонностью и трендовой компонентой, для недельной наблюдается сильная корреляция в рамках одного региона, кроме того, общие тенденции во всех узлах достаточно похожи: как при анализе агрегированных цен по ценовым зонам в понедельник наблюдается повышение цен, в воскресенье - значительное снижение.

Стоит отметить, что в большинстве регионов наблюдается рост цен в пятницу, причем в большинстве случаев цены выше, чем в понедельник. В течение рабочей недели (вторник-четверг) динамика отличается от региона к региону. Интересна ситуация с ценами в субботу – в половине случаев цены либо высокие, либо находятся на среднем уровне, только в некоторых регионах наблюдается ожидаемое понижение цен (к таким регионам относятся, например, Московская область, причем данный факт наблюдается только в половине узлов, Мурманская область, Тульская область).

В отличие от остальных регионов в Иркутской области наблюдается значительное повышение цен в выходные дни, а понижение цен приходится на середину недели.

В результате проведенного визуального анализа тренд-сезонного разложения по модели Prophet, представленного в разделе 3.1.2, были выявлены следующие особенности узловых цен, которые были учтены при корректировке структурной эконометрической модели стохастической волатильности:

— Наблюдается сильная корреляция в рамках одного региона. Следовательно, возможен переход к региональным ценам, рассчитываемых как среднее цен по всем узлам в регионе.

— Общие тенденции во всех узлах достаточно похожи, за исключением небольшого числа регионов. Следовательно, возможно применение доработанной модели стохастической волатильности без изменения функциональной формы модели (за исключением использования специфических для региона/узла экономических регрессоров).

— Требуется учет трех компонент, влияющих на внутригодовую динамику:

1) устойчивых метеорологических факторов (средний уровень температуры) – как и ранее, данный фактор будет учтен в годовой сезонности, моделирующей как ряды Фурье 4 порядка;

2) погодных факторов – как и ранее, данный фактор будет учтен с помощью отклонения температуры от плавающего среднего,

3) динамика промышленной активности – отличием от модели НИР 2021 года вместо индексов промышленного производства будут использованы объемы промышленного производства, как низкочастотный регрессор, влияющий на детерминистический тренд,

— Необходимо учитывать тренд с помощью кусочно-нелинейной функции, поскольку тренд явно нелинейный и четко наблюдается три фазы плавный рост цен (2016 - середина 2019), снижение цен (середина 2019-2020), резкий рост цен (конец 2020 - 2022). В рамках данного анализа также используется линейный тренд, однако модель оценивается отдельно на каждом из трех периодов.

— Необходимо недельную сезонность с учетом рабочих дней, так как в большинстве узлов динамика внутри недели неодинакова, причем в большинстве регионов наблюдается рост цен в пятницу, с ростом цен выше, чем в понедельник.

— При учете праздников необходимо учитывать «расширенные» майские праздники 2020, 2021 года отдельно.

Также необходимо уделить особое внимание регионам, для которых при визуальном анализе наблюдалась аномальная динамика. Такие регионы и их особенности перечислены в таблице 2.

Таблица 2

Регионы с аномальной динамикой и их особенности (статистические и экономические).

Субъект РФ	Особенности поузловых цен	Крупнейшие отрасли производства (2020 г.) и структура генерации (2021 г.)
1) Иркутская область	<ul style="list-style-type: none"> <li>— динамика выделенной трендовой компоненты существенно отличается от остальных регионов: рост цен в 2020-2022 происходит со значительно меньшим темпом,</li> <li>— значительное повышение цен в выходные дни, а понижение цен приходится на середину недели,</li> <li>— значительное снижение цен в 3 квартале в компоненте годовой сезонности,</li> <li>— положительное влияние праздничных дней на цены.</li> </ul>	<p>Добыча полезных ископаемых - 25.4            Обрабатывающие производства - 10.9            Транспортировка и хранение - 9.1</p> <p>ГЭС 82.6%, ТЭС 17.4%</p>
2) Тюменская область	<ul style="list-style-type: none"> <li>— положительное влияние праздничных дней на цены,</li> <li>— во время праздников 2020 года в Тюменской области наблюдалось повышение цен в среднем на 60 руб./Мвт. Час (в среднем наблюдалось снижение цен на 120 руб./Мвт. Час.),</li> </ul>	<p>Добыча полезных ископаемых - 55.8            Строительство - 9.2            Транспортировка и хранение - 6.1            ТЭС 99.99998%, СЭС 0.00002%</p>
3) Красноярский край	<ul style="list-style-type: none"> <li>— значительное снижение цен в 3 квартале в компоненте годовой сезонности,</li> <li>— положительное влияние праздничных дней на цены,</li> </ul>	<p>Обрабатывающие производства - 40.7            Добыча полезных ископаемых - 16.2            ГЭС 68.4%, ТЭС 31.6%</p>
4) Ставропольский край и Краснодарский край:	<ul style="list-style-type: none"> <li>— динамика выделенной трендовой компоненты существенно отличается от остальных регионов,</li> </ul>	<p>Торговля оптовая и розничная - 15.8 (Ставропольский край), 15.8 (Краснодарский край)            ТЭС &gt; 90%</p>

Субъект РФ	Особенности поузловых цен	Крупнейшие отрасли производства (2020 г.) и структура генерации (2021 г.)
5) Томская область, Ленинградская область и Свердловская область:	— для большинства узлов неотрицательный эффект от праздничных дней.	Добыча полезных ископаемых - 17.8 (Томская обл.), Обрабатывающие производства - 27.1 (Ленинградская обл.), 31.7 (Свердловская обл.) ТЭС: Томская обл. - 100%, Свердловская обл. - 86% АЭС: Ленинградская обл. - 69.4%

Отметим, что аномальная динамика наблюдается в регионах, где значительную долю ВВП составляет добыча полезных ископаемых, либо ГЭС преобладает в структуре производства. Далее при применении модели стохастической волатильности можно будет проверить наличие связи между полученными оценками и постоянными характеристиками региона.

### 3. Разработка модели стохастической волатильности с использованием низкочастотных регрессоров

Модели стохастической волатильности (SVM) представляют собой важную основу для анализа данных финансовых временных рядов наряду с моделями типа ARCH (Авторегрессионная условная гетероскедастичность). Данный тип моделей часто используется и для моделирования цен на электричество, а также является популярным в работах по моделированию цен на производные финансовые инструменты на рынке электроэнергии. В отличие от ARCH-моделей, модели стохастической волатильности со статистической точки зрения не могут полагаться на возможность получения точного вывода, в частности, в отношении оценок максимального правдоподобия для интересующих параметров.

Как и в НИР прошлого года, где для эконометрического анализа цен на электричество, агрегированных по ценовым зонам, в основу модели тренд-сезонного разложения заложена модель стохастической волатильности. С помощью методов байесовского вывода было показано, что данный тип моделей лучше описывает имеющиеся данные по ценам, что позволяет сделать выбор в пользу аналогичных моделей в рамках изучения цен на более деагрегированном уровне – уровне поузловых цен.

Обычно для SVM можно получить только приблизительные результаты, если только не используются особенно сложные стратегии оценки, например, точные негауссовские методы фильтрации (Carobianco, 1996). В данном разделе будут рассмотрены различные спецификации SVM в разрезе моделирования пространства состояний, а также перечислим современные методы, позволяющие оценить данные модели, в частности с использованием методов байесовского вывода.

Перечислим ниже регрессоры, которые будут использоваться в финальной модели стохастической волатильности:

- $t$  – линейный тренд,
- годовая детерминистическая сезонность, моделирующаяся как ряд Фурье (4 порядка),
- детерминистическая недельная динамика, моделирующаяся через дамми-переменные (отклонения относительно среды) –  $d_W = [d_{Mon}, d_{Tue}, d_{Thu}, d_{Fri}, d_{Sat}, d_{Sun}]$ ,
- дамми-переменная на государственные праздники –  $d_{hol}$ , причем «расширенные» нерабочие дни в мае 2020 и 2021 года учтены в отдельных дамми-переменных –  $d_{Cov1}, d_{Cov2}$
- $d_{Cov1}$  – в 2020 году с 28.03 по 11.05 (согласно Указами Президента РФ от 25.03.2020 N206, от 02.04.2020 N 239, от 28.04.2020 N 294)

—  $d_{cov2}$  – в 2021 году с 30.04 по 10.05 (согласно Указу Президента РФ от 23.04.2021 N 242.)

— в качестве регрессоров используются специфические для узла/региона регрессоры:

—  $d_{HDD}, d_{CDD}$  – дамми на отопительный и охлаждающий период, соответственно, которые определяются в зависимости от температуры в регионе следующим образом,

—  $d_{HDD}$  – отопительный период: начинается, если в течение пяти суток средняя суточная температура  $+8^{\circ}C$  и ниже, и заканчивается, если в течение пяти суток  $+8^{\circ}C$  и выше.

—  $d_{CDD}$  – охлаждающий период: если температура выше базового уровня  $t_0 = 20^{\circ}C$

— погодная компонента (отклонения температуры от плавающего среднего МА(60) вверх и вниз –  $\Delta_{temp,t}$ ):

—  $w_{pos,t} = d_{\Delta_{temp}>0,t} \cdot |\Delta_{temp,t}|$  – положительные отклонения температуры,

—  $w_{neg,t} = d_{\Delta_{temp}<0,t} \cdot |\Delta_{temp,t}|$  – отрицательные отклонения температуры,

—  $V = [V_{prom}, V_{dob}, V_{obr}]$  – региональные объемы промышленного производства (в т.ч. добычи полезных ископаемых, обрабатывающего производства),

—  $p_{res} = [p_{gasprir}, p_{gasoil}, p_{gasshiz}, p_{coal}]$  – региональные цены на газ (природный, попутный нефтяной и сжиженный) и на уголь.

Таким образом, с учетом введенных обозначений запишем детерминистические и случайные компоненты модели, смотри уравнения (3)-(6):

— линейный тренд  $T_t$ :

$$T_t = \mu + \beta_{trend} \cdot t + \ln V'_t \cdot \beta_V + \ln(p_{res,t}) \cdot \beta_{res} + \beta_{cov1} \cdot d_{cov1,t} + \beta_{cov2} d_{cov2,t}, \quad (3)$$

— годовая сезонность  $Y_t$ :

$$Y_t = \sum_{i=1}^4 (\phi_i \cos 2\pi f_{i,t} + \psi_i \sin 2\pi f_{i,t}) + \beta_{HDD} \cdot d_{HDD,t} + \beta_{CDD} \cdot d_{CDD,t} + \beta_{hol} d_{hol,t}, \quad (4)$$

— недельная сезонность  $W_t$ :

$$W_t = d_{W,t}' \cdot \beta_W, \quad (5)$$

— погодные факторы  $F_t$ :

$$F_t = \beta_{wp} \cdot w_{pos,t} + \beta_{wn} \cdot w_{neg,t} + \beta_{wpl} \cdot w_{pos,t-1} + \beta_{wnl} \cdot w_{neg,t-1}. \quad (6)$$

В качестве объясняемой переменной будет использоваться логарифм цены  $p_t$  в узле или регионе. В результате анализа цен по ценовым зонам в качестве модели, наилучшим образом описывающей данные была выбрана двухуровневая модель стохастической волатильности (или модель стохастической волатильности с линейной трансформацией), представляемая в виде уравнений (7)-(9):

$$r_t = p_t - T_t - Y_t - W_t, \quad (7)$$

$$r_t = r_{t-1} + F_t + \varepsilon_t^{(1)} \cdot \exp(h_t/2), \quad (8)$$

$$h_t = \kappa + \phi(h_{t-1} - \kappa) + \varepsilon_{t-1}^{(2)} \sigma, \quad (9)$$

где  $h_t$  – лог-волатильность,  $\kappa$  – коэффициент долгосрочной волатильности,  $\phi$  – коэффициент постоянства волатильности persistence, т.е. частота, с которой логарифм волатильности возвращается к долгосрочному среднему значению, смотри уравнение (10):

$$\varepsilon_t^{(1)}, \varepsilon_t^{(2)} \sim N(0,1), \sigma \sim \text{Cauchy}(0,5) * \mathbb{I}(0, \infty). \quad (10)$$

В качестве априорных распределений коэффициентов были выбраны нормальное распределение со средним в нуле и достаточно большой дисперсией (учитывая, что рассматривается логарифмическая модель) для всех коэффициентов, кроме константы (для нее было выбрано нормальное распределение со средним 7, что отражает средний уровень логарифма цен во всех регионах), коэффициентов при погодных факторах, для которых использовалось стягивающее к нулю распределение, а также коэффициентов компоненты стохастической волатильности, для которых априорные распределения были выбраны аналогичные, как в работе (Kostrzewski, 2019), смотри уравнение (11):

$$\begin{aligned}
\mu &\sim N(7,1), \\
\phi_i, \psi_i, \beta_{trend}, \beta_W, \beta_{hol}, \beta_{cov1}, \beta_{cov2}, \beta_{CDD}, \beta_{HDD}, \beta_V, \beta_{res}, &\sim N(0,1) \\
\beta_{wp}, \beta_{wpl}, \beta_{wn}, \beta_{wnl}, &\sim \text{Laplace}(0,1) \\
\sigma &\sim \text{Cauchy}(0,5) \cdot \mathbb{I}_{(0,\infty)}, \\
\phi &\sim U(-1,1); \\
\kappa &\sim \text{Cauchy}(0,10).
\end{aligned} \tag{11}$$

По диагностическим графикам для оценённых моделей по региональным ценам на электричество графику видно, что полученные апостериорные распределения коэффициентов одномодальные и имеют колоколообразную форму, марковские цепи достаточно хорошо смешаны, что говорит о хорошем качестве модели. Автокорреляция в цепи постепенно снижается, что говорит о том, что при увеличении числа итераций или параметра глубины (`max_treedepth`) можно увеличить размер эффективной выборки для данного параметра. Для большинства коэффициентов эффективный размер выборки превышает 400 (100 \* на число марковских цепей, используемых при оценивании). Также коэффициент сходимости Гельмана-Рубина для всех коэффициентов близок к 1, что говорит о том, что марковские цепи хорошо смешались, поэтому можно доверять полученным оценкам.

В дальнейшем анализе будут рассмотрены оценки, полученные с помощью максимизации апостериорного распределения. Для этого используется функция `optimize()` из пакета `rstan`, который использует численную оптимизацию для получения оценок. Стоит отметить, что в таком случае нет возможности получить доверительные интервалы, а следовательно, проверить гипотезу о значимости коэффициентов регрессии. При этом если апостериорная плотность не является выпуклой, нет никакой гарантии, что полученные оценки являются глобальным, а не локальным оптимумом логарифма правдоподобия.

Таким образом, необходимо с осторожностью относиться к полученным далее оценкам. Перед тем, как применять разработанную модель к ценам для всех регионов и узлов необходимо провести первичный анализ получаемых результатов. Оценка с помощью полного байесовского вывода для каждого из рядов занимает от 3 до 6 часов, поэтому перед тем, как переходить к дальнейшему этапу, необходимо рассмотреть оценки, получаемые с помощью оптимизации, и определить можно ли уже на их основе получить интерпретируемые результаты или необходимо скорректировать спецификацию модели.



## 4. Результаты оценки модели стохастической волатильности

Оптовый рынок электроэнергии России разделен на две ценовые зоны: европейскую (первую) ценовую зону и сибирскую (вторую) ценовую зону. Механизмы ценообразования в первой и второй ценовых зонах одинаковы: в рамках каждой ценовой зоны функционирует рынок свободной конкуренции между производителями, обеспечиваемый значительной пропускной способностью электрической сети. При этом переток между ценовыми зонами незначительный, а равновесные цены в значительной степени отличаются, так как конкурентные торги по электрической энергии и мощности проходят отдельно по каждой ценовой зоне.

В рамках НИР 2021 года, было показано, что динамика цен на электричество значительно в европейской и сибирской ценовой зоне значительно отличается. Переход к анализу поузловых цен позволяет выявить возможные причины этих различий. В частности, одним из инструментов анализа является построение линейных регрессий оценок коэффициентов модели стохастической волатильности (рассчитанных для каждого узла с учетом специфических для каждого региона ценовых факторов) на постоянные характеристики региона (географическое расположение региона, доли ТЭС, АЭС и ГЭС в структуре производства, доли ТЭС, работающих на газе и угле, доля основных видов производства в структуре ВРП), смотри рисунок 2.



Рис. 2. Парные диаграммы для оценки константы на постоянные характеристики региона

В результате оценки моделей для средних по регионам поузловых цен были получены следующие результаты. Во-первых, средний уровень цен в регионах первой и второй ценовой зоны статистически значимо различаются, причем разница в средних составляет примерно 2.2 рубля. Ниже представлена региональная карта оценки константы в модели, смотри рисунок 3. Этот коэффициент отражает среднее значение логарифма цен, очищенного от влияния всех учтенных экономических факторов и детерминистической сезонности.



Рис. 3. Региональная карта оценки константы в модели

Поскольку рынок электроэнергии является конкурентным, эти различия должны объясняться конъюнктурой рынка, в частности структурой генерации в регионах, объясняющих различия совокупного предложения, и структурой ВРП, объясняющей различия совокупного спроса в каждой из ценовых зон. Данные выводы подтверждаются при построении регрессии оценок константы в модели стохастической волатильности для каждого из регионов на доли основных отраслей в структуре ВРП и доли ТЭС по видам топлива. В частности, цены выше в регионах, где доля обрабатывающих производств или торговли в ВРП выше, а добычи полезных ископаемых в ВРП ниже (к таким регионам преимущественно относятся регионы европейской ценовой зоны). Также цены зависят от доли ТЭС, работающих на газе или угле: чем выше доля ТЭС, работающих на газе (и, соответственно, ниже доля ТЭС, работающих на угле), тем выше цены. Отметим, что для большинства регионов европейской ценовой зоны доля ТЭС, работающих на газе выше, а для сибирской – на угле. Также в регионах сибирской ценовой зоны, где доля обрабатывающего производства в ВРП выше, цены растут быстрее (оценка коэффициента при линейном тренде выше), при этом в регионах с высокими ценами темп роста цен ниже. Данные результат говорит о том, что необходимо учитывать экономические особенности регионов, особенно при вве-

дении механизмов субсидирования ВИЭ и ДФО, которая может привести к дополнительному росту цен на электроэнергию в регионах с высокой долей генерации на угле и низкой долей добычи полезных ископаемых.

Во-вторых, недельная динамика цен в регионах, относящихся к разным ценовым зонам, отличается: в сибирской ценовой зоне для большинства регионов наблюдается положительный эффект на цены в понедельник, а цены в воскресенье снижаются меньше, чем в Европейской ценовой зоне. Во-вторых, для большинства регионов сибирской ценовой зоне эффект праздничных дней отсутствует, а для большинства регионов европейской ценовой зоны наблюдается значительный отрицательный эффект. Данные результаты согласуются с выводами, полученными в рамках НИР 2021 года. Также рост потребления оказывает положительный эффект на цены: предложение подстраивается под увеличенный спрос, в результате чего часть относительно дорогого предложения становится востребованной, соответственно эффект недельной динамики спроса в сибирской ценовой зоне менее заметен, поскольку преобладает генерации более дешевой топливе – угле.

При анализе полученных оценок коэффициентов при дамми переменных на дни недели и праздничные дни было выявлено, что в регионах второй ценовой зоне наблюдается следующая зависимость: чем выше доля сельского хозяйства и доля торговли в ВРП, тем ниже рост цен в понедельник, при этом чем выше доля добычи полезных ископаемых в ВРП выше, тем больше рост цен в понедельник. При анализе корреляции между полученными оценками было выявлено, что во второй ценовой зоне в регионах, где эффект объема добычи полезных ископаемых на цены выше, цены в понедельник выше; в первой ценовой зоне в регионах, где эффект объема обрабатывающего производства выше, цены в воскресенье снижаются меньше. Частично это может быть объяснено тем, что в первой ценовой зоне доля предприятий легкой промышленности выше, чем во второй, а во второй ценовой зоне выше доля предприятий непрерывного технологического цикла, работающих в таких отраслях, как металлургия, нефтегазовая отрасль. Предприятиям, занимающимся тяжелой промышленностью зачастую невыгодно останавливать производство, поэтому высокоэнергетические производства функционируют даже в выходные дни.

Также наблюдаются различия в оценках в расширенные нерабочие дни в мае 2020 и 2021 года: в 2020 году в этот период наблюдался рост цен, а в 2021 году - снижение, согласующееся с общей тенденцией к снижению цен в праздничные дни. Этот результат объясняется тем, что после снижения потребления электроэнергии в 2020 году, связанного с введением ограничительных мер, вызванных пандемией COVID-19, восстановление российской экономики произошло быстрее, чем предполагалось, и по итогам 2021 года в обеих

ценовых зонах был превзойден уровень потребления 2019 года в среднечасовом выражении на 2,6%, а относительно 2020 года — на 6,2%.

В-третьих, для более северных регионов цены в отопительный период выше. При в регионах сибирской ценовой зоны в регионах, где доля ТЭС, работающих на угле (а на газе ниже), цены в отопительный период ниже. Такие результаты объясняются тем, что генерация на угле значительно дешевле генерации на газе, а в отопительный период электроэнергия является побочным продуктом при необходимом производстве тепла. Таким образом, в регионах, где наблюдается значительный рост цен в отопительный период (Оренбургская область, Ленинградская область, Удмуртская Республика) возможно увеличить долю ТЭС, работающей на более дешевом топливе.

В-четвертых, эффект объема промышленного производства на цены выше в восточных и южных регионах. В ОЭС Центра и ОЭС Северо-запада этот эффект не наблюдается. Во регионах сибирской ценовой зоны эффект объема обрабатывающего производства и совокупного объема промышленного производства на цены в среднем выше, чем в регионах европейской ценовой зоны, эффект объема добычи полезных ископаемых – в среднем ниже. При анализе влияния постоянных характеристик региона на оценки при объемах производства было выявлено, что эффект объемов промышленного производства на цены выше в регионах, где доля добычи полезных ископаемых и обрабатывающего производства в ВРП выше, в регионах европейской ценовой зоны этот эффект выше в регионах, где доля строительства в ВРП выше и доля сельского хозяйства в ВРП ниже. Полученные результаты еще раз подтверждает, что динамика цен на электричество в регионах отличается из-за структуры ВРП, отражающей энергоёмкость промышленности. Эффект объемов добычи полезных ископаемых на цены выше в регионах, где доля обрабатывающего производства в ВРП выше, а доля сельского хозяйства в ВРП ниже. Такой результат может говорить о том, что в регионах, где ведется добыча полезных ископаемых (в таких регионах доля обрабатывающей промышленности обычно ниже, так как частично вытесняется отраслью добычи) цены на ресурсы и их транспортировку ниже, что может отражаться в ценах.

В результате проведенного анализа были получены содержательные выводы, относительно причин различий динамики цен в европейской и сибирской ценовой зоны. Однако ценовые зоны разделяются на зоны свободного перетока мощности, переток между которыми ограничен. Одним из возможных направлений продолжения работы является анализ поузловых цен в рамках зон свободного перетока.

Анализ поузловых цен на основе региональных карт позволяет детектировать слабые места инфраструктуры электроэнергетической отрасли и регионы с аномальной дина-

микой цен на электричество. Также к регионам, для которых наблюдается аномально высокий уровень цен и темпы роста цен относятся регионы ОЭС Юга Республика Северная Осетия-Алания, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Дагестан. Регионы ОЭС юга отличаются высокой долей неплатежей при этом ОЭС Юга стабильно является дефицитной зоной, т.е. обеспечивается за счет энергосистем соседних регионов. Необходимо увеличить мощности, генерирующие электроэнергию на более дешевом топливе, чтобы снизить аномально высокие цены в этих регионах, тем самым уменьшив нагрузку на потребителей и обеспечить снижение доли неплатежей южных регионов. Также к регионам с наиболее высокими темпами роста цен относятся Ленинградская и Ростовская область, где около 50% электроэнергии производится на АЭС.

## Заключение

Санкции, введенные весной против России, могут оказать влияние на рост цен на электроэнергию на розничном рынке как для промышленных потребителей, так и для населения и приравненных к ним группам потребителей по нескольким каналам.

Во-первых, запрет ряда стран на поставку энергоресурсов из России создаёт их дефицит на мировом рынке, и это приводит к росту цен на газ и уголь на мировом рынке, данный рост транслируется и на внутреннюю цену, по которой производители реализуют газ и уголь. Согласно прогнозам международных ведомств (EIA, OECD, ОПЕК), цена на нефть (сырье для производства дизеля, на котором работают удаленные от Единой энергосистемы электростанции) и уголь до конца 2022 г. будет расти, так как фактор «сбои в поставках» будет иметь существенный вес над опасениями по поводу замедления экономического роста и рецессии, далее в 2023 г. влияние первого фактора ослабнет и рост цен прекратится. Цены на газ продолжают рост и в 2023 г.

Во-вторых, помимо закрытия сложившихся логистических маршрутов экспорта топлива из России, ряд стран ввел эмбарго на новые инвестиции в ТЭК России и экспорт оборудования, технологий и услуг для энергетического сектора России. Это с одной стороны может сказаться на росте стоимости новых проектов строительства генерирующих мощностей, росте составляющей стоимости мощности в конечной розничной цене на электричество (например, за счет роста транспортной составляющей, если ранее поставки осуществлялись по оптимальным маршрутам и использовались более дешевые технологии производства), а с другой, если не будет найден поставщик турбин и другого оборудования, необходимого для строительства электростанций и инфраструктуры, это приведет к удорожанию технологии производства электроэнергии за счет устаревания имеющегося оборудования, росту потерь при передаче и т.п.

В-третьих, стоимость энергоресурсов влияет на транспортные издержки, которые входят в структуру цены любого товара. Их рост увеличивает средний уровень цен, а значит и инфляцию, на которую происходит индексация стоимости вложенных инвестиций в строительство новых мощностей и компонент, регулируемых государством (стоимости услуг по передаче, сбытовой надбавки).

В свою очередь это делает еще более чувствительными проблемы, накопленные в отрасли, в частности, перекрестное субсидирование между промышленностью и населением, перекрестное субсидирование между регионами и отраслями, переход крупных по-

требителей электроэнергии на собственную генерацию. Высокие внутренние цены на энергоносители и электроэнергию являются сдерживающим фактором развития обрабатывающих производств, что сильно тормозит развитие малого и среднего бизнеса.

В работе прошлого года была разработана двухуровневая модель стохастической волатильности, которая использовала данные по ценовым зонам (агрегированная статистика по 2 ценовым зонам). В работе этого года был проведен визуальный анализ тренд-сезонного разложения по модели Prophet для поузловых цен (деагрегированная статистика по более чем 7 500 узлов), выявлены особенности, которые далее были учтены при корректировке структурной эконометрической модели стохастической волатильности разработанной для ценовых зон: вместо индекса промышленного производства были использованы объемы производства по отраслям объемы промышленного производства (в т.ч. добычи полезных ископаемых, обрабатывающего производства), как низкочастотный регрессор, влияющий на детерминистический тренд; недельная динамика, через дамми-переменные относительно среды; учтены «расширенные» нерабочие дни 2020, 2021 года. Ранее недельная динамика учитывалась только дамми переменные на понедельник, субботу и воскресенье, однако визуальный анализ узловых цен показал, что для большинства узлов динамика внутри недели неодинакова (в некоторых регионах наблюдается рост цен в пятницу, причем выше, чем в понедельник). Поскольку наблюдается сильная корреляция в рамках одного региона был осуществлен переход к усредненным по региону ценам и применению доработанной модели стохастической волатильности без изменения функциональной формы модели (за исключением использования специфических для региона регрессоров: температуры, объемов производства и цен на ресурсы).

В результате оценки моделей для усредненных по региону цен узлов были получены следующие результаты. Во-первых, средние уровни цен в регионах первой и второй ценовых зон статистически значимо различаются, и разница средних составляет примерно 2,2 рубля. Поскольку рынок электроэнергии является конкурентным, эти различия должны объясняться конъюнктурой рынка, в частности структурой генерации в регионах, которая объясняет различия в совокупном предложении, и структурой ВРП, объясняющей различия в совокупном спросе в каждом регионе. из ценовых зон. Эти выводы подтверждаются при построении регрессии оценок константы в стохастической модели волатильности для каждого из регионов на доли основных отраслей в структуре ВРП и доли тепловых электростанций по видам топлива. В частности, цены выше в регионах, где выше доля производства или торговли в ВРП, а добычи полезных ископаемых в ВРП ниже (к этим регионам в основном относятся регионы европейской ценовой зоны). Цены также зависят от доли ТЭС, работающих на газе или угле: чем выше доля ТЭС, работающих на газе (и, соответственно,

чем меньше доля ТЭС, работающих на угле), тем выше цены. Следует отметить, что для большинства регионов европейской ценовой зоны выше доля ТЭС, работающих на газе, а для сибирской – на угле. Этот результат свидетельствует о необходимости учета экономических особенностей регионов, особенно при внедрении механизмов перекрестного субсидирования между регионами и типами электростанций.

Дополнительно в результате анализа были выявлены различия в недельной динамике цен, влияние праздников, отопительных градусо-суток и объемов промышленного производства на цены между регионами. Анализ узловых цен на основе региональных карт позволяет выявить слабые места в инфраструктуре электроэнергетики и регионы с аномальной динамикой цен на электроэнергию.

#### БЛАГОДАРНОСТИ

Препринт подготовлен на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2022 год



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Рынка Н.С. Регламенты ОПЭМ 2022. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm>
- 2 Васьковская Т.А. Вопросы формирования равновесных узловых цен оптового рынка электроэнергии // Электрические станции. 2017. pp. 25--32.
- 3 Capobianco E. State-space stochastic volatility models: A review of estimation algorithms // Applied Stochastic Models and Data Analysis. 1996. pp. 265--279.
- 4 Goodfellow I. et al. Generative adversarial nets //Advances in neural information processing systems. – 2014. – Т. 27.
- 5 OpenAI [Электронный ресурс] URL: <https://openai.com/dall-e-2/>
- 6 Kadurin A. et al. druGAN: an advanced generative adversarial autoencoder model for de novo generation of new molecules with desired molecular properties in silico //Molecular pharmaceutics. – 2017. – Т. 14. – №. 9. – С. 3098-3104.
- 7 Yoon J., Jarrett D., Van der Schaar M. Time-series generative adversarial networks //Advances in Neural Information Processing Systems. – 2019. – Т. 32.
- 8 Николенко С. К.А..А.Е. Глубокое обучение. Санкт-Петербург: Питер, 2017.
- 9 Zhang K. et al. Stock market prediction based on generative adversarial network //Procedia computer science. – 2019. – Т. 147. – С. 400-406.
- 10 Zhou X. et al. Stock market prediction on high-frequency data using generative adversarial nets //Mathematical Problems in Engineering. – 2018.
- 11 Lin Y. et al. Pattern sensitive prediction of traffic flow based on generative adversarial framework //IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems. – 2018. – Т. 20. – №. 6. – С. 2395-2400.
- 12 Koochali A., Dengel A., Ahmed S. If You Like It, GAN It—Probabilistic Multivariate Times Series Forecast with GAN //Engineering Proceedings. – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2021. – Т. 5. – №. 1. – С. 40.
- 13 Hamoud G., Bradley I. Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity market //IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – Т. 19. – №. 2. – С. 769-775.
- 14 Bastian J. et al. Forecasting energy prices in a competitive market //IEEE computer application in power. – 1999. – Т. 12. – №. 3. – С. 40-45.
- 15 Ji Y., Thomas R. J., Tong L. Probabilistic forecast of real-time LMP via multiparametric programming //2015 48th Hawaii International Conference on System Sciences. – IEEE, 2015. – С. 2549-2556.

- 16 Deng W., Ji Y., Tong L. Probabilistic forecasting and simulation of electricity markets via online dictionary learning //arXiv preprint arXiv:1606.07855. – 2016.
- 17 González J. P., San Roque A. M. S. M., Perez E. A. Forecasting functional time series with a new Hilbertian ARMAX model: Application to electricity price forecasting //IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Т. 33. – №. 1. – С. 545-556.
- 18 Zhao Z. et al. Improving short-term electricity price forecasting using day-ahead LMP with ARIMA models //2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2017. – С. 1-5.
- 19 Garcia R. C. et al. A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices //IEEE transactions on power systems. – 2005. – Т. 20. – №. 2. – С. 867-874.
- 20 Wu W. et al. Prediction method of multiple related time series based on generative adversarial networks //Information. – 2021. – Т. 12. – №. 2. – С. 55.
- 21 Koochali A. et al. Probabilistic forecasting of sensory data with generative adversarial networks–forgan //IEEE Access. – 2019. – Т. 7. – С. 63868-63880.
- 22 Zhang Z., Wu M. Real-time locational marginal price forecasting using generative adversarial network //2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm). – IEEE, 2020. – С. 1-6.
- 23 Dogariu M. et al. Generation of Realistic Synthetic Financial Time-series //ACM Transactions on Multimedia Computing, Communications, and Applications (TOMM). – 2022. – Т. 18. – №. 4. – С. 1-27.
- 24 Tian C. et al. Data driven parallel prediction of building energy consumption using generative adversarial nets //Energy and Buildings. – 2019. – Т. 186. – С. 230-243.
- 25 Kabir H. M. D. et al. Partial adversarial training for neural network-based uncertainty quantification //IEEE Transactions on Emerging Topics in Computational Intelligence. – 2019. – Т. 5. – №. 4. – С. 595-606.
- 26 Khosravi A. et al. Lower upper bound estimation method for construction of neural network-based prediction intervals //IEEE transactions on neural networks. – 2010. – Т. 22. – №. 3. – С. 337-346.
- 27 «Северо-Запад» Ц. Основные принципы функционирования рынка электроэнергии и мощности 2021. URL: <https://www.csr-nw.ru>
- 28 Переток.ру. Нерыночный энергорынок [Электронный ресурс] [2017]. URL: <https://peretok.ru/articles/strategy/16639/>
- 29 Ведомости. Сетевым компаниям доплатят за «последнюю милю» [Электронный ресурс] [2017]. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/01/25/674729-setevim-kompaniyam-milyu>

30 Ведомости. Энергетики стали заложниками собственной эффективности [Электронный ресурс] [2020]. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/characters/2020/06/22/833166-energetiki-zalozhnikami-effektivnosti>

31 Камчатка И. Утверждены тарифы на электроэнергию для коммерческих потребителей ДФО на 2022 г [Электронный ресурс] [2022]. URL: <https://kamtoday.ru/news/economics/utverzhdeny-tarify-na-elektroenergiyu-dlya-kommercheskikh-potrebiteley-dfo-na-2022-g/>

32 Ведомости. Минэнерго хочет отложить конкурсы на строительство зеленой генерации на 2024 год [Электронный ресурс] [2022]. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/04/05/916805-minenergo-zelenoi-generatsii>

33 «ЭПР» Г. ФАС России о сокращении объемов перекрестного субсидирования и о выравнивании тарифов на электроэнергию [Электронный ресурс] [2021]. URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2021/8585708.htm>

34 URA.RU. ФАС: в Курганской области подешевели тарифы на электричество [Электронный ресурс] [2021]. URL: <https://ura.news/news/1052517369>

35 Peng R.D. A method for visualizing multivariate time series data // Вepress. 2008.

36 Куленцан А.Л.А.М.Н.А. Анализ прогнозирования индекса промышленного производства // Известия высших учебных заведений. Серия: Экономика, финансы и управление производством. 2019. pp. 68-73.

**В СЕРИИ ПЕРИПЕТИКОВ  
РАНХиГС РАССМАТРИВАЮТСЯ  
ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ  
И ПРАКТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ  
К СОЗДАНИЮ, АКТИВНОМУ  
ИСПОЛЬЗОВАНИЮ  
ВОЗМОЖНОСТЕЙ  
ИННОВАЦИЙ В РАЗЛИЧНЫХ  
СФЕРАХ ЭКОНОМИКИ  
КАК КЛЮЧЕВОГО УСЛОВИЯ  
ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ**



**РАНХиГС**  
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА  
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ  
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ