

# СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ДЛЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

А. В. Мизев

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

## ВВЕДЕНИЕ

В электроэнергетике задача прогнозирования электропотребления всегда играла важную роль, а в последнее время возрастает интерес и к вопросу корректного прогнозирования электропотребления тяговыми подстанциями. Это связано как с решением технологических задач, например, краткосрочного, среднесрочного или долгосрочного планирования режимов, оперативно-диспетчерского управления, так и с решением экономических задач, так как корректное прогнозирование электропотребления обеспечит оптимальное распределение нагрузки между электростанциями, позволит управлять операциями покупки/продажи электроэнергии и мощности на рынке электроэнергии. Качество прогноза напрямую влияет на величину конечных тарифов на электроэнергию, что в условиях роста электропотребления и возрастающей динамики стоимости электроэнергии делает решение задачи прогнозирования электропотребления актуальной.

## ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являются тяговые подстанции (ПС) энергосистемы (ЭС) Новосибирской области, на которых установлены счетчики автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ), позволяющие получать информацию о величинах напряжения, тока, мощностей.

Тяговые ПС, как правило, запитаны от основной сети по ЛЭП 110 кВ (220 кВ); силовые трансформаторы понижают напряжение до 10 кВ; к шинам распределительного устройства 10 кВ подключены трансформаторы, понижающие напряжение до 3,3 кВ; от шин 3,3 кВ запитаны выпрямители. Распределительное устройство 3,3 кВ, подключённое к выпрямителям, состоит из двух рабочих шин «+Ш-3.3», «-Ш-3.3» и запасной шины «ЗШ-3.3». Контактная сеть запитана от шины «+Ш-3.3», а к шине «-Ш-3.3» подключен отсасывающий фидер. От шин напряжением 10 кВ могут получать питание как нетяговые, так и сторонние потребители.

Мощность по стороне 110 (220) кВ и мощность нагрузки, запитанной по фидерам 3,3 кВ, позволяет измерять автоматизированная система коммерческого (технического) учёта электроэнергии (АСКУЭ) – технологическое решение, которое осуществляет дистанционный сбор данных с интеллектуальных приборов учета, хранение и передачу собранной информации, обработку данных с последующей выгрузкой в информационные системы [1]. Концепция АСКУЭ ОАО «РЖД» предполагает создание региональных подсистем, в том числе АСКУЭ железнодорожных узлов (АСКУЭ ЖУ). Основные цели создания АСКУЭ ЖУ – это минимизация затрат на энергообеспечение, совершенствование организации и технологии управления электрообеспечением, а также точный и достоверный учет электроэнергии, передаваемой потребителям по сетям РЖД. АСКУЭ ЖУ позволяет использовать собранные данные для планирования и прогнозирования объемов электропотребления и максимальных значений нагрузок как для каждой ПС, так и для энергорайона в целом. АСКУЭ ЖУ включает в себя: измерительно-информационные комплексы точек учёта (измерительные ТТ и ТН) и информационно-вычислительные комплексы (устройства сбора и передачи данных), устанавливаемые на контролируемых энергообъектах узла; промышленные контроллеры (центральное УСПД), которые консолидируют информацию со всех точек учета и синхронизируют единое время, они располагаются в центрах сбора и обработки данных. Однако данная система обладает очень существенным недостатком для задач прогнозирования электропотребления: промежутки времени между двумя за мерами режимных параметров составляют от 30 мин до одного часа, что накладывает ограничения на точность прогнозирования.

Измерения режимных параметров, полученные от АСКУЭ рассматриваемых ПС, имеют малую дискретизацию – 1 раз в час, но это частично компенсируется периодом выборки в 5 лет. Для создания модели прогнозирования были получены измерения с 78-ми тяговых ПС и представлены в файлах \*.xlsx отдельно по мощности нагрузки всей ПС по стороне 110 (220) кВ и по мощности тяговой нагрузки. Дополнительно имелись данные о температуре в населенных пунктах, находящихся рядом с ПС.

Режимные параметры, полученные из АСКУЭ, описываются временными рядами, представленным мгновенными значениями параметра в дискретные моменты времени [2]. Использование временных рядов для прогнозирования предполагает инерционность процесса, то есть факторы, влияющие на исследуемое явление в прошлом и настоящем, будут продолжать действовать похожим образом и не в

очень далеком будущем. Поэтому основной целью анализа временных рядов выступает разложение уровней ряда на составные компоненты с целью учета их при прогнозировании или декомпозиция временных рядов.

Декомпозиция временного ряда – это выделение его составляющих: тенденции, циклических и других колебаний. Аддитивная модель временного ряда в общем виде описывается следующим выражением:

$$W(t) = T(t) + N(t) + S(t) + A(t), \quad (1)$$

где  $T(t)$  – тренд, основная составляющая;  $N(t)$  – регулярные (циклические) колебания около тренда;  $S(t)$  – сезонная составляющая;  $A(t)$  – случайная составляющая (аддитивная помеха).

Для апробации и демонстрации метода «Декомпозиция временного ряда» были выбраны тяговые ПС 110 кВ Тогучин и Изылинка с измерениями потребляемой мощности за 5 лет. Для контроля качества и точности прогнозирования данные были разделены на две группы: «тренировочная» и «тестовая». В первую группу вошли измерения за первые 4 года, во вторую – все оставшиеся. Получение всех составляющих модели осуществлялось для первой группы, далее они прогнозировались на год вперед и сравнивались с фактическими данными о потреблении из второй группы.

Для получения тренда было решено применить линейную регрессию. Для ПС 110 кВ Тогучин характерно увеличение потребляемой мощности. Для ПС 110 кВ Изылинка, наоборот, трендом является прямая с отрицательным угловым коэффициентом. Для примера на рис. 1 представлены результаты для ПС 110 кВ Тогучин.

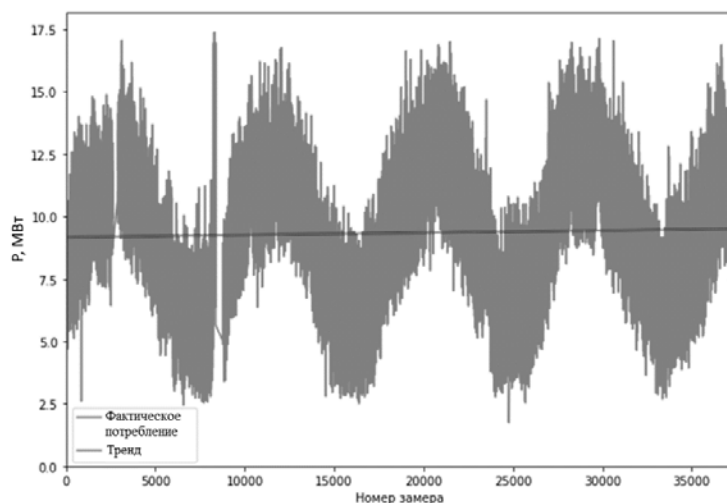


Рис. 1. График с линией тренда для ПС 110 кВ Тогучин

Далее выделялась сезонная составляющая – регулярно повторяющиеся подъемы и снижения уровней ряда внутри года на протяжении ряда лет [3]. Причиной наличия сезонных колебаний в графиках являются: климатические факторы, изменения температуры от летних значений к зимним значениям и обратно, что влечет за собой изменения потребления, так как появляется необходимость в отоплении жилых и административных зданий. Данные изменения происходят и для тяговой нагрузки: в зимний период требуется обогрев пассажирских и почтово-багажных вагонов, дополнительное освещение, а в летний период появляется необходимость в кондиционировании воздуха. Для выделения сезонной составляющей было выбрано преобразование Фурье.

$$S_t = \sum A_i \cos(\omega_i t) + \sum B_i \sin(\omega_i t), \quad (2)$$

где  $A_i$ ,  $B_i$  – искомые коэффициенты;  $i$  – номер гармоники.

Данный подход упрощает учёт влияния температуры на величину потребления активной мощности. Применяв преобразование Фурье к измерениям температуры, можно получить картину, схожую с сезонными колебаниями мощности. Коэффициент корреляции равен 0.85. По графикам видно, что, когда температура имеет максимальные значения, потребление, наоборот, снижается. Форма и взаимное расположение синусоид позволяют получить сезонные колебания мощности с помощью линейной регрессии.

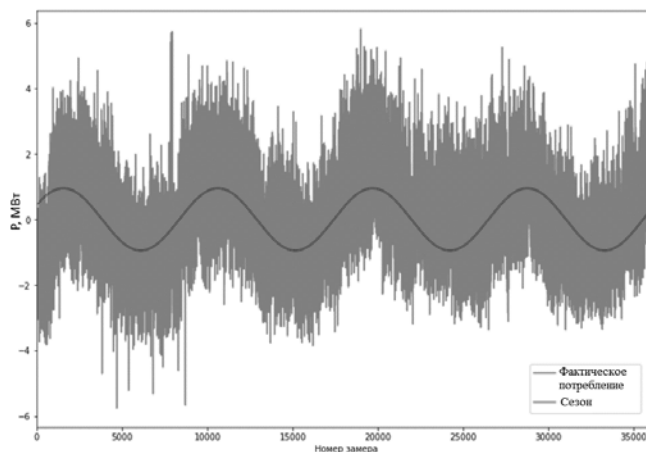


Рис. 2. График сезонной составляющей на ПС 110 кВ Изылинка

Потребление активной мощности тяговой нагрузкой проявляется на графиках в виде резких выбросов и резких спадов мощности, так как движение поездов идёт по расписанию. Помимо нагрузки, на тяговых ПС присутствует и сторонняя нагрузка, преимущественно бытовая. Она оказывает влияние на суточные колебания активной мощ-

ности: в утренние часы и вечером присутствуют «пики», характерные для графиков электропотребления населенных пунктов, днем и ночью происходит снижение потребления.

Для исследуемых ПС было принято решение получить модели типичных суток. Метод типичных суток заключается в нахождении среднеарифметического потребления активной мощности за каждый час для одинаковых дней и применении его к очередному похожему дню. Для этого все измерения были разделены на 7 групп по дням недели, далее измерения активной мощности усреднялись за каждый час. Затем все составляющие были просуммированы и прогноз потребления сравнен с тестовыми данными. Величина относительной ошибки прогнозирования вычислялась по формуле:

$$\delta = \frac{|P_{\text{ФАКТ}} - P_{\text{ПРОГНОЗ}}|}{P_{\text{ФАКТ}}} \cdot 100\% \quad (3)$$

где  $P_{\text{ФАКТ}}$  – фактическое потребление, зафиксированное в  $i$ -й момент времени из тестовой выборки;

$P_{\text{ПРОГНОЗ}}$  – прогнозируемое потребление, предсказываемое моделью для каждого момента времени из тестовой выборки.

Для сравнения был опробован алгоритм машинного обучения «Случайный лес» (*Random Forest*) – это универсальный алгоритм машинного обучения, суть которого состоит в использовании ансамбля решающих деревьев, который дает окончательный результат на основе выходных данных всех деревьев решений [3]. Алгоритм обладает высокой гибкостью, что позволяет применять его для решения задач: классификации, регрессии, отбора признаков, поиска выбросов/аномалий и кластеризации. Для реализации алгоритма использовалась библиотека *scikit-learn*.

На рис. 3 и 4 представлены прогнозы электропотребления на тестовый период, полученные двумя описанными методами.

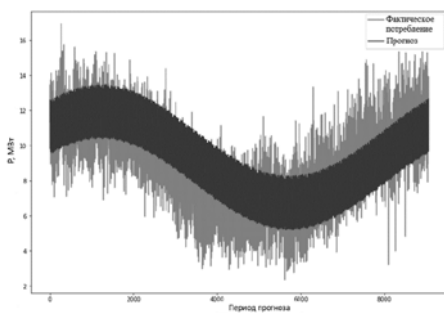


Рис. 3. Прогноз потребления для ПС 110 кВ Тогучин. Метод декомпозиции временного ряда

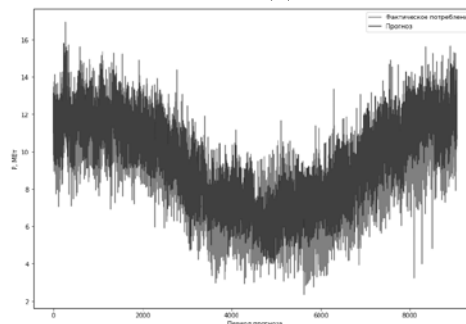


Рис. 4. Прогноз потребления для ПС 110 кВ Тогучин. Алгоритм «Случайный лес»

Из рисунка 3 видно, что фактические колебания мощности приблизительно в 1,5 раза больше, чем колебания, полученные с помощью метода типичных суток, так как из-за усреднения измерений «пики» компенсировали провалы. В результате относительная ошибка прогнозирования получилась равной 17%. При прогнозировании алгоритмом «Случайный лес» точность улучшилась на 2%.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методы прогнозирования были опробованы на данных с 26-и тяговых ПС Новосибирской ЭС. Алгоритм «Случайный лес» в 18-и случаях из 26-и показал большую точность прогнозирования, но различия не существенные. В первую очередь это связано с отсутствием данных по факторам, влияющим на электропотребление. Опробование на данных класса напряжения 3,3 кВ показали полную несостоятельность выбранных подходов для прогнозирования изменения нагрузки. Дополнительно стоит отметить менее «синтетический» вид прогноза, осуществляемого алгоритмом «Случайный лес» по сравнению с методом декомпозиции временного ряда. Необходимо продолжение работы над усовершенствованием методов прогнозирования электропотребления.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Оперативно-информационный комплекс СК-2007. Том 4. Руководство по настройке обработки и хранения данных. Версия 7.6 - редакция 31 от 22.12.2013, ЗАО «Монитор Электрик», 2013. – 167 с.
2. Анализ временных рядов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pandia.ru/text/78/121/88692.php>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Бизнес-статистика: учебник и практикум для академического бакалавриата / И. И. Елисеева и др.; Под ред. И. И. Елисеевой. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 411 с.

Научный руководитель: Н.Л. Бацева, к.т.н., доцент Отделения электроэнергетики и электротехники, Инженерная школа энергетики ТПУ.