

Краткосрочное прогнозирование электропотребления энергосистем России

- **Макоклюев Б. И.**¹, доктор техн. наук, ООО “Энергостат”, Москва
- **Полижаров А. С.**, канд. техн. наук, ООО “Энергостат”, Москва
- **Басов А. А.**, АО “Системный оператор ЕЭС”, Москва
- **Алла Ю. Э.**, АО “Системный оператор ЕЭС”, Москва
- **Локтионов С. В.**, канд. техн. наук, Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”, Москва

Рассматриваются структура, тенденции электропотребления в энергосистемах России в 2016 – 2017 гг., а также технология прогнозирования энергопотребления в ЕЭС России, осуществляемого Системным оператором России (СО ЕЭС).

Ключевые слова: электропотребление, энергосистема, прогнозирование, тенденции, приросты.

Планирование режимных параметров энергосистем (ЭС) и технико-экономических показателей энергокомпаний (ЭК) является одной из важных задач обеспечения функционирования электроэнергетики [1, 2]. В статье рассматриваются структура и тенденции изменения электропотребления (потребления), а также аспекты прогнозирования потребления ЕЭС России, осуществляемое в Системном операторе ЕЭС России (АО “СО ЕЭС”). Величина прогноза потребления является опорным показателем для последующего планирования балансов электроэнергии, мощности, расчётов электроэнергетических режимов. Необходимость точного прогнозирования обусловлена технологическими и экономическими причинами. Точные расчёты потребления обеспечивают оптимальные режимы работы генерирующего оборудования с точки зрения надёжности и экономичности, способствуют осуществлению экономически целесообразных операций по покупке и продаже электроэнергии.

В соответствии с основными циклами планирования и управления режимами временная иерархия прогнозирования потребления разделяется на три основных интервала – долгосрочный, краткосрочный и оперативный. Краткосрочные прогнозы потребления (от суток до 4 суток вперёд) являются основой для формирования диспетчерских графиков [1].

Структура и тенденции изменения электропотребления энергосистем России. В данном разделе рассматриваются структурирование потребления энергосистем, входящих в состав ЕЭС России, определённые тенденции изменения по-

требления различных регионов, степень влияния метеофакторов. Предметом анализа данной статьи являлись регулярные и нерегулярные колебания суточных графиков потребления энергосистем и объединённых энергосистем (ЭС, ОЭС). Для анализа использовались архивные данные комплексов ИСП (иерархическая система прогнозирования) и “Энергостат”, эксплуатируемых в филиалах АО “СО ЕЭС” и крупных энергосбытовых компаниях [2 – 4].

Формирование графиков потребления ЭС происходит под влиянием целого комплекса различных факторов. Длительные многолетние тенденции определяются макроэкономическими факторами, в том числе экономическим развитием регионов. Устойчивые производственные циклы, астрофизические циклы (смена дня и ночи), сезонные колебания метеофакторов определяют регулярные колебания потребления (цикличности нагрузок) – суточную, недельную, сезонную цикличности, а также устойчивые многолетние изменения (тенденции) потребления – межгодовой прирост (падение), плавное изменение структуры потребления. Резкие изменения погодных условий, общественные явления, телевизионные передачи, внеплановые отключения крупных потребителей и другие события определяют нерегулярные отклонения нагрузки от цикличностей и тенденций.

Сезонная цикличность представлена на годовом графике среднесуточных значений потребляемой мощности Единой энергосистемы России (ЕЭС) (рис. 1). Отмечается некоторое повышение уровня потребления в 2017 г.

Структура потребления в ЕЭС России по территориям ОЭС представлена на круговой диаграм-

¹ Макоклюев Борис Иванович: info@enrgostat.ru

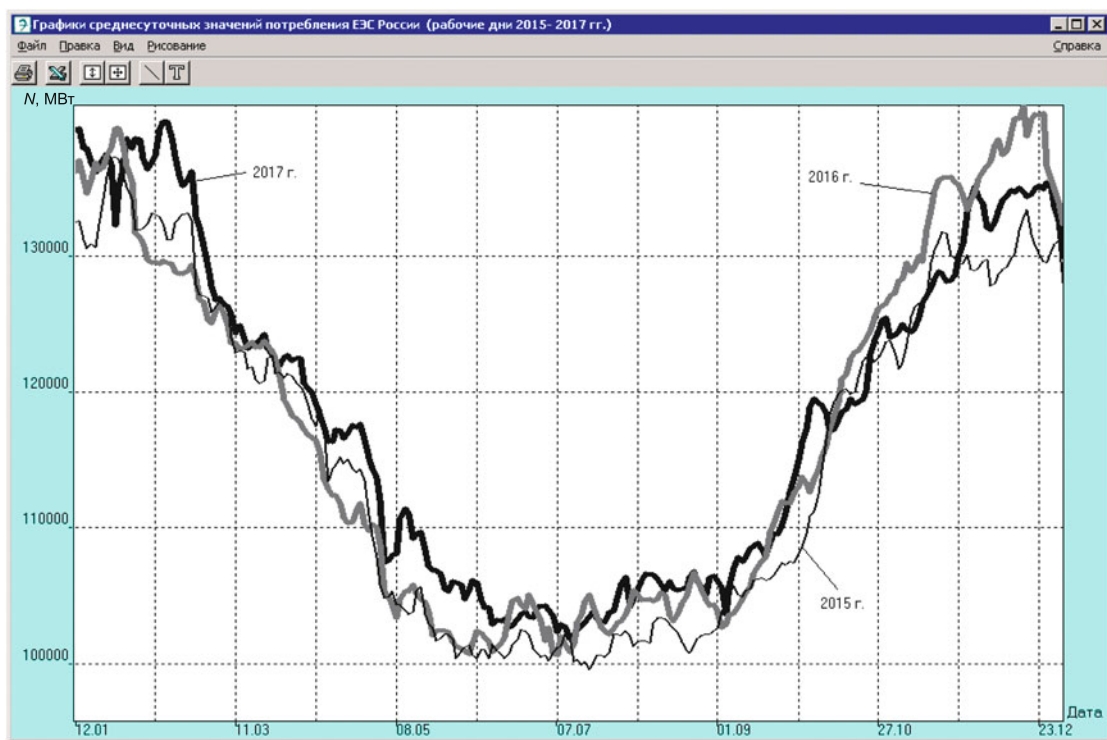


Рис. 1. Графики среднесуточных значений потребления ЕЭС России по рабочим дням за 2015 – 2017гг.

ме рис. 2 – ОЭС в среднесуточном потреблении ЕЭС по рабочим дням за 2017 г.

Структура потребления ОЭС Сибири в 2017 г. приведена на рис. 3.

В зависимости от состава и структуры пользователей потребление отдельных энергосистем может разбиваться по определённым энергорайонам, крупным потребителям и собственным нуждам станций.

Суточные графики потребления различных ЭС и ОЭС в значительной степени отражают эконо-

мические и географические особенности регионов. Характер суточных графиков потребления меняется в зависимости от сезона и типа суток. Обычно рассматривают характерные графики различных типов суток – рабочие и выходные дни, а также более подробное деление – понедельник, нормальный рабочий день (вторник, среда, четверг), пятница, суббота и воскресенье, предпраздничные и праздничные дни.

Недельная цикличность является отражением производственного цикла. Она проявляется в том,

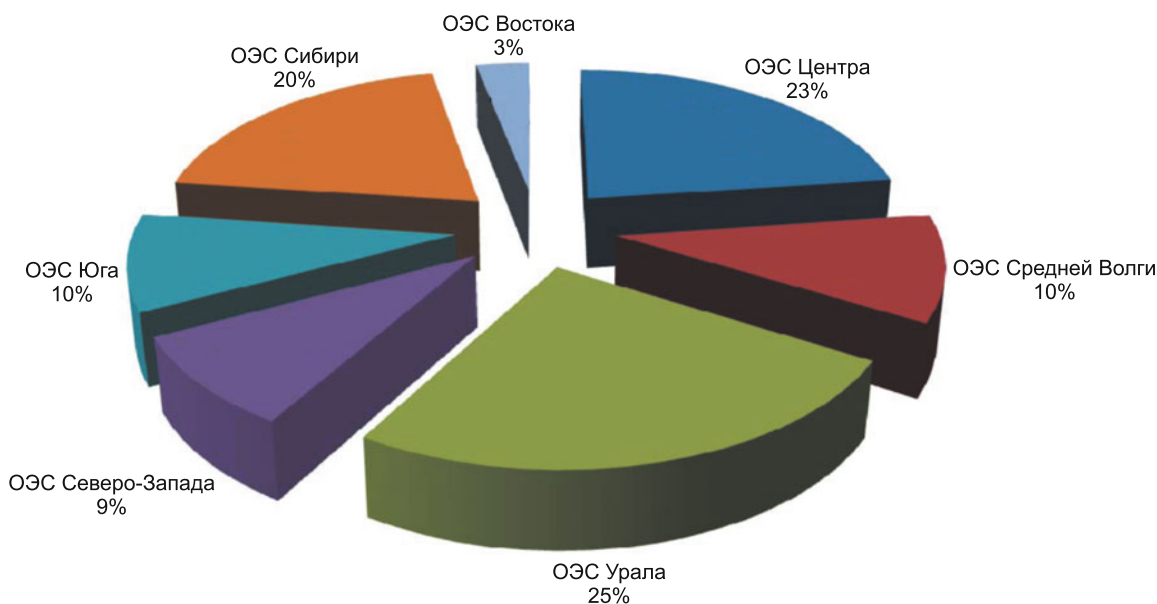


Рис. 2. Структура потребления ЕЭС России по территориям ОЭС

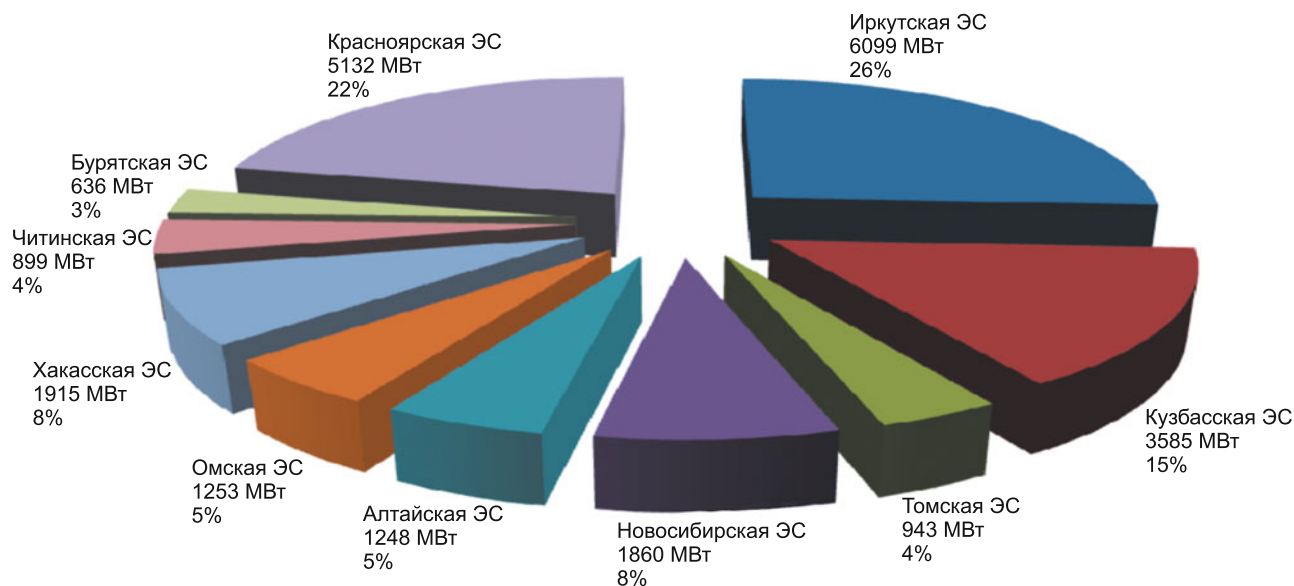


Рис. 3. Структура среднегодового потребления ОЭС Сибири

что нагрузка энергосистемы в рабочие дни существенно превышает нагрузку выходных дней. Характер недельного цикла имеет свои особенности для различных энергосистем и зависит от структуры потребления, от специфики промышленности региона. На рис. 4 представлены графики недельного цикла часовых значений потребляемой мощности в энергосистемах ОЭС Центра и Урала в весенний период.

Наглядно прослеживается снижение уровня потребления в выходные дни, причём заметны характерные особенности недельного цикла – в ОЭС Центра это снижение значительнее, чем в ОЭС Урала. Значительно отличается размах суточных колебаний рабочих и выходных дней: сказывается существенное различие структуры потребления и климатических особенностей регионов. В ОЭС

Центра неравномерность выше из-за высокой доли коммунально-бытовой нагрузки.

Сезонные колебания, обусловленные в первую очередь сезонными изменениями температуры и длины дня и имеют явно выраженный регулярный компонент, на который накладываются нерегулярные колебания, вызванные изменением погодных условий, прежде всего температуры и освещённости, а также влиянием других нерегулярных факторов. Сезонные циклы в различных ОЭС отличаются своей характерной формой, амплитудой колебаний, временем наступления максимумов и минимумов.

Примерно одинаков относительный размах сезонных колебаний в ОЭС, расположенных в европейской части – Центра, Северо-Запада, Юга и Средней Волги. Менее значительны сезонные колебания в ОЭС Урала и Сибири. Наиболее значи-

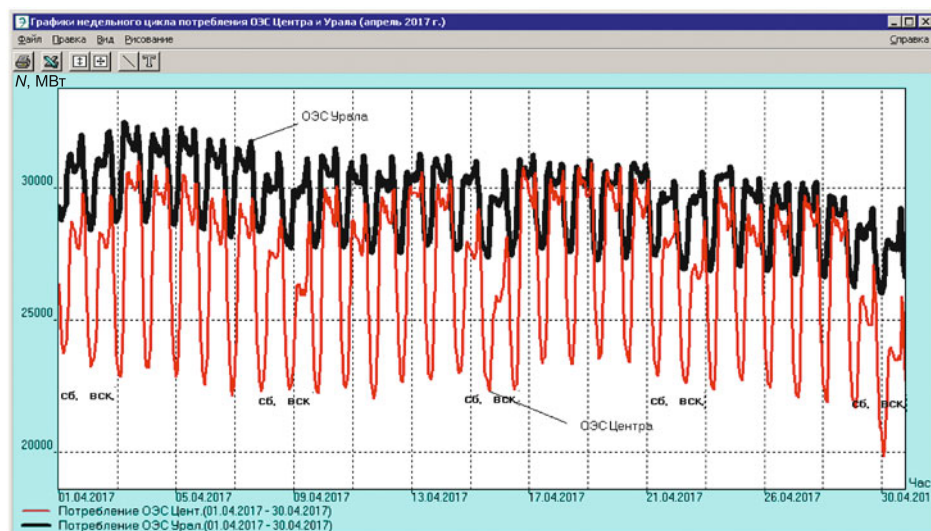


Рис. 4. Графики недельного цикла часовых значений потребления ОЭС Центра и ОЭС Урала в апреле 2017г.

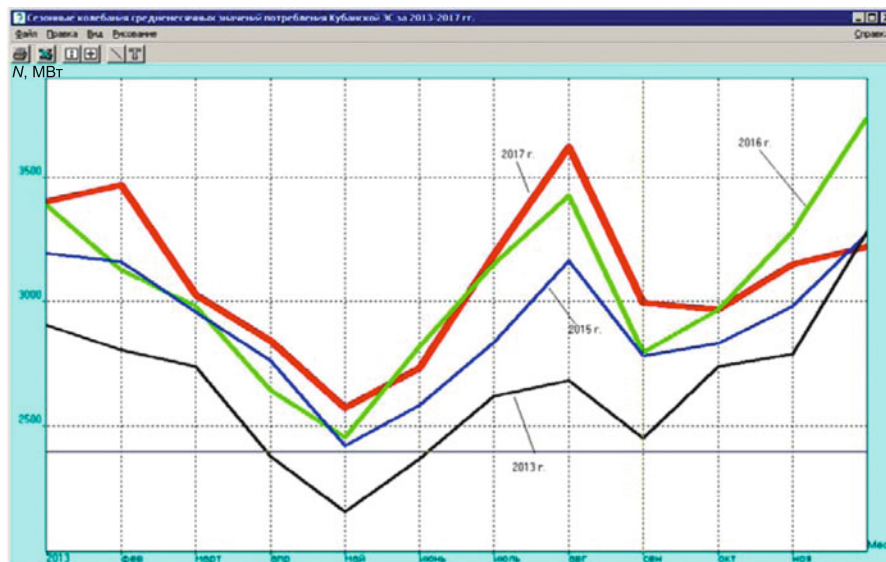


Рис. 5. Сезонные колебания среднемесячных значений потребления Кубанской энергосистемы в течение 2013 – 2017 гг.

телен размах сезонных колебаний в ОЭС Востока. Также различается по ОЭС время наступления максимумов и минимумов нагрузки. Минимумы потребления приходятся на летнее или весеннее время, характеризующееся наиболее высокой температурой наружного воздуха, наибольшей продолжительностью светового дня. Они наступают, как правило, в ранние утренние часы (4 – 5 ч утра). Максимальные значения приходятся обычно на декабрь, когда естественная освещённость и температура наружного воздуха минимальны, и наступают, как правило, вечером в 17 – 18 ч. В отдельные годы максимумы могут смещаться на другие зимние месяцы – январь или февраль.

Существенные особенности имеет характер сезонных колебаний потребления в южных энерго-

системах. Так, потребление Кубанской ЭС имеет локальный летний максимум, связанный с увеличением рекреационной (курортной) нагрузки в районах Сочи, Геленджика и Анапы (рис. 5). Этот максимум имеет тенденцию к увеличению, и потребление в августе 2017 г. уже превышает потребление зимних месяцев. Повышение летней нагрузки южных ЭС в значительной мере связано с дополнительной нагрузкой от использования приборов кондиционирования и поливного земледелия.

На рис. 6 построен график зависимости потребления Кубанской ЭС от температуры наружного воздуха. Отчётливо видно, что с повышением температуры более 20°C потребление начинает существенно расти.

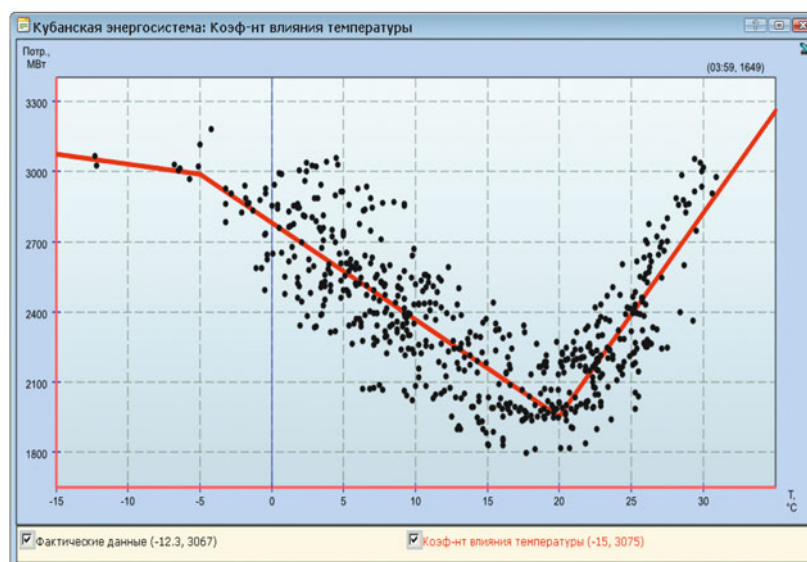


Рис. 6. Зависимость потребления Кубанской энергосистемы от температуры

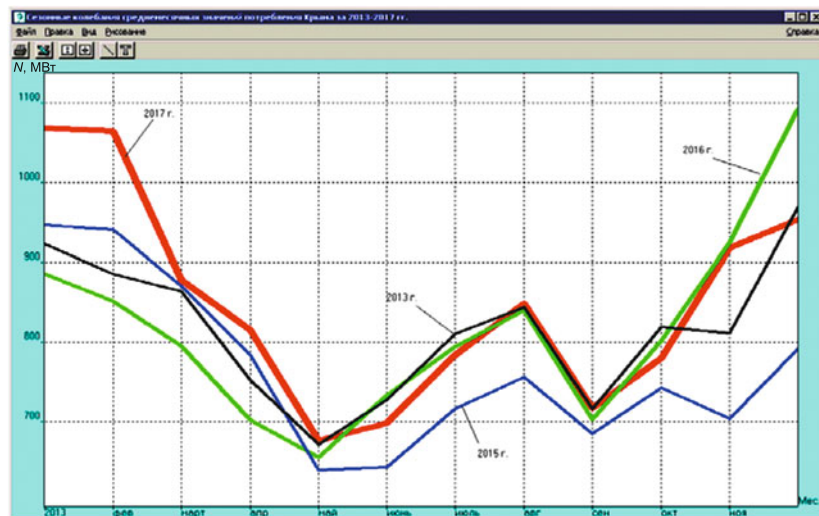


Рис. 7. Графики среднеемесячных значений потребления Крыма за 2013 – 2017 гг.

Локальные газовые максимумы в летний период наблюдаются также и в Крымской энергосистеме (рис. 7). В летний период нагрузка 2016 и 2017 г. достигла уровня 2013 г.

Аналогичная картина наблюдается в ОЭС Юга в целом (рис. 8).

Установившаяся в августе 2017 г. в южном регионе аномальная жара привела к превышению средней температуры воздуха почти на 10°C над нормой для этого времени года. В энергосистемах ОЭС Юга это вызвало резкий рост потребления электроэнергии и мощности. 7 августа в Крымской энергосистеме зафиксированы рекордные значения потребления электрической мощности в летний период. В часы дневного максимума потребление мощности в Крымской энергосистеме достигло 1249 МВт, что на 70 МВт выше исторического летнего максимума. В Кубанской энергосистеме в течение трёх дней подряд фиксирова-

лись рекордные значения потребления мощности за весь период её существования. 8 августа в 14 ч 00 мин в Кубанской энергосистеме достигнут очередной исторический максимум потребления мощности, который составил 5032 МВт, что на 433 МВт выше максимума, зафиксированного в июле 2016 г. (рис. 9).

Кроме того, 8 августа достигнуты новые исторические максимумы потребления в Ставропольской и Астраханской энергосистемах – 1634 и 710 МВт соответственно.

Аномально высокая температура на территории всей ОЭС Юга привела к превышению исторического максимума потребления мощности и в целом по ОЭС. В часы дневного максимума нагрузки 8 августа потребление мощности в ОЭС Юга достигло 15 754 МВт, что на 907 МВт выше максимума, зафиксированного 18 июля 2016 г.

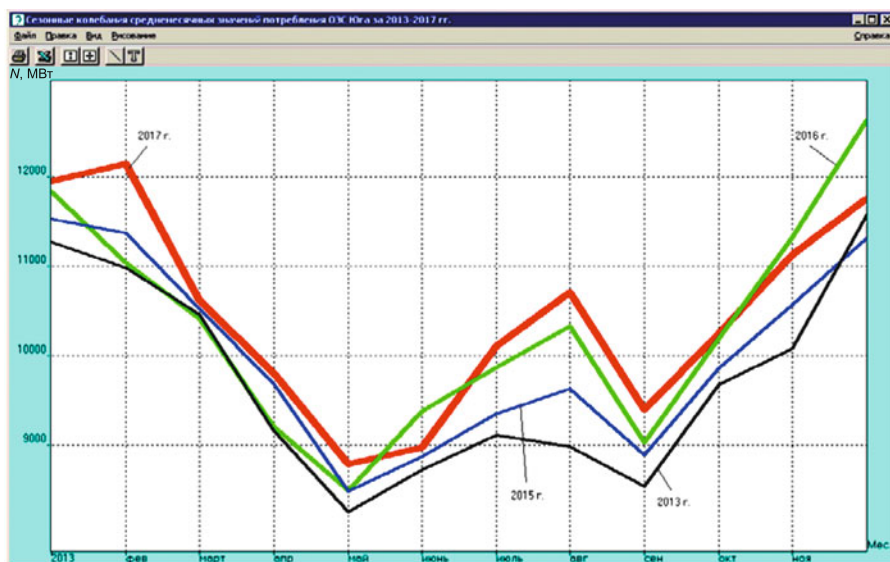


Рис. 8. Графики среднеемесячных значений потребления ОЭС Юга в 2013 – 2017 гг.

Наблюдаются следующие основные длительные многолетние тенденции потребления в ОЭС и ЭС:

- межгодовой рост или падение общего уровня потребления вследствие присоединения или отключения новых абонентов;

- изменения объёма потребляемой электроэнергии потребителями энергосистемы;

- перераспределение потребления по характерным группам потребителей;

- изменения характера суточных, недельных и сезонных колебаний потребления.

Оценка характера многолетних изменений – тенденций имеет существенное значение для подбора адекватных математических моделей долгосрочного прогнозирования электропотребления в разрезе нескольких лет.

В региональном разрезе рост потребления имеет существенные различия, связанные с определённой сложившейся структурой потребления и экономическим состоянием отдельных регионов.

Одной из характерных в последние годы является тенденция изменения структуры потребления. Структурные изменения в общем электропотреблении в основном связаны с двумя ведущими группами – промышленностью и непромышленными потребителями (население и коммерческие структуры). Изменения в других секторах потребления незначительны. Промышленность имеет устойчивую тенденцию к уменьшению доли в общей нагрузке (за исключением некоторых регионов, связанных с нефтегазовой промышленностью), соответственно коммунально-бытовая и офисная, торговая и др. – тенденцию к увеличению доли. Подобное изменение структуры приводит к росту зависимости потребления от метеорологических факторов, поскольку непромышленная нагрузка более подвержена их влиянию.

Структурные изменения отражаются на основных циклических тенденциях электропотребления. Наблюдаются существенный рост сезонной неравномерности и увеличение размаха сезонных колебаний.

Увеличение доли непромышленных потребителей приводит к увеличению доли выходных дней в недельном потреблении. Наблюдается относительное снижение утреннего максимума рабочих дней и рост нагрузки в вечерние и ночные часы, что также является следствием уменьшения доли промышленной нагрузки. Подобные тенденции наблюдаются в ЭС и ОЭС с высокой долей коммунально-бытовой и непромышленной нагрузки.

Длительные тенденции приростов потребления по регионам за 10 лет отчётливо видны на графиках среднегодового потребления по регионам России (рис. 10).

Для количественного анализа приростов за два последних года использовались показатели средних и максимальных значений потребляемой мощности на интервалах год и месяц и относительные

приросты среднего потребления по отношению к аналогичному периоду предшествующего года (в процентах).

Результаты анализа потребления по ЕЭС и ОЭС России за 2016 – 2017 гг. сведены в табл. 1 и 2. Из результатов статистического анализа (табл. 1, 2) следует, что в 2016 г. примерно с лета прекратилось падение потребления и начался постепенный рост нагрузки во всех регионах и ЕЭС в целом. Эта тенденция сохранилась в 2017 г. Важным является сопоставление данных, приведённых к одинаковым температурным условиям, поскольку влияние температуры на потребление весьма значительно. Приведённые в табл. 3 данные показывают, что в целом потребление ЕЭС в 2017 г. выросло примерно на 2%, наиболее существенно нагрузка возросла в ОЭС Средней Волги, Северо-Запада и Юга.

Технология расчёта прогнозов электропотребления в АО “СО ЕЭС”. В АО “СО ЕЭС” для расчётов прогнозных значений потребления по всем территориям диспетчерского управления ЕЭС России используется программно-аппаратный комплекс ИСП (иерархическая система прогнозирования) [3, 4]. ИСП включает в себя специализированные программные средства суточного и внутрисуточного прогнозирования потребления для использования в бизнес-процессах краткосрочного и оперативного планирования электропотребления во всех филиалах АО “СО ЕЭС” и обеспечивает формирование прогнозных значений электропотребления территорий прогнозирования и согласованность прогнозов, выполненных на различных уровнях диспетчерских центров СО ЕЭС: ИА, ОДУ, РДУ.

Система состоит из 59 серверов и обеспечивает возможность одновременного прогнозирования потребления пользователями для различных этапов планирования, соответствующих технологическим задачам:

- ВСВГО – выбор состава включённого генерирующего оборудования. Осуществляется прогнозирование электропотребления с упреждением от 2 до 4 сут. от текущего расчётного дня;

- ПЭР – расчёт предварительного электроэнергетического режима. Осуществляется прогнозирование электропотребления на послезавтра от текущего расчётного дня;

- ПДГ – расчёт прогнозного диспетчерского графика. Осуществляется прогнозирование электропотребления на следующие сутки от текущего расчётного дня;

- ПБР – расчёт планов балансирующего рынка. Осуществляется внутрисуточное прогнозирование электропотребления на текущий день.

Функционирование ИСП осуществляется на базе иерархической объектной структуры территорий прогнозирования, формируемой и изменяемой только на уровне ИА. Объектами иерархической

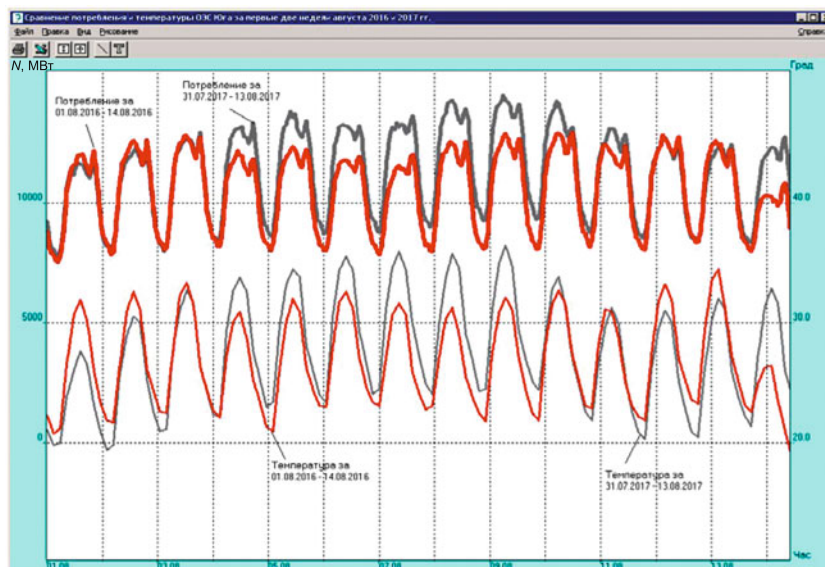


Рис. 9. Графики значений потребления Кубанской ЭС 1– 14.08.2017 г.

Т а б л и ц а 1

Статистические данные электропотребления ЕЭС России в 2016 – 2017 гг.

Год и месяц	Среднее потребление		Максимум потребления	
	Факт, МВт	Прирост к прошлому году, %	Факт, МВт	Прирост к прошлому году, %
2016	116 260	1,56	151 070	2,51
Январь	133 097	2,23	149 246	1,27
Февраль	127 284	–1,82	141 287	–1,07
Март	121 517	–0,1	135 003	–0,24
Апрель	111 641	–1,98	124 600	–3,11
Май	102 224	0,45	113 364	–0,25
Июнь	101 200	1,6	115 122	3,36
Июль	101 248	1,48	115 002	3,04
Август	103 654	2,93	116 085	3,13
Сентябрь	106 915	1,87	122 915	3,46
Октябрь	119 406	1,6	137 321	1,74
Ноябрь	130 850	3,83	146 049	2,57
Декабрь	136 328	5,72	151 070	5,13
2017	117 245	0,85	149 954	–0,74
Январь	133 362	0,2	149 954	0,47
Февраль	133 089	4,56	149 331	5,69
Март	122 850	1,1	134 806	–0,15
Апрель	115 605	3,55	128 158	2,86
Май	106 466	4,15	118 769	4,77
Июнь	102 604	1,39	114 421	–0,61
Июль	102 264	1	115 739	0,64
Август	104 892	1,19	116 311	0,19
Сентябрь	108 455	1,44	125 398	2,02
Октябрь	119 263	–0,12	134 838	–1,81
Ноябрь	126 834	–3,07	145 002	–0,72
Декабрь	132 293	–2,96	145 412	–3,75

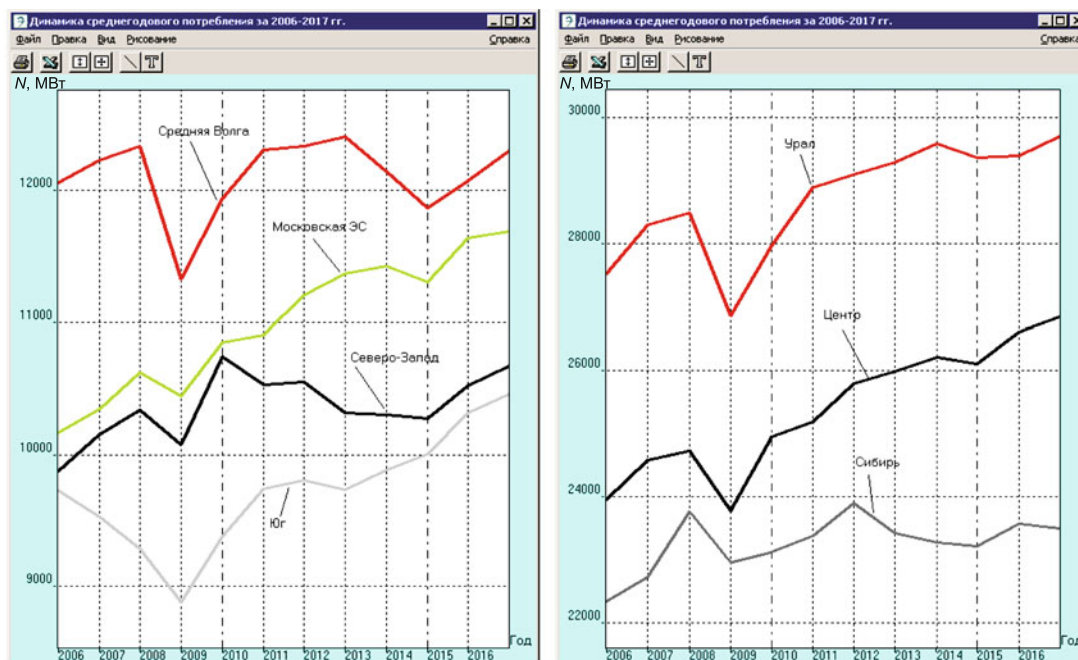


Рис. 10. Среднегодовое потребление по регионам объединённых энергосистем и Московской ЭС в 2006 – 2017 гг.

Таблица 2

Статистические данные приростов электропотребления по ОЭС в 2016 – 2017 гг.

Год и месяц	Прирост среднего потребления по ОЭС по отношению к аналогичному периоду прошлого года, %						
	Центр	Средняя Волга	Северо-Запад	Юг (без Крыма)	Урал	Сибирь	Восток
2016	1,95	1,72	2,44	3,13	0,1	1,53	2,79
Январь	2,5	-0,5	6,3	2,64	-0,14	5,41	1,04
Февраль	-2,66	-4,24	-1,1	-2,9	-2,76	1,06	3,94
Март	0,86	-2,37	1,75	-0,99	-0,45	-0,21	1,88
Апрель	-2,75	-4,37	-0,72	-4,95	-2,17	0,47	0,84
Май	0,22	0,21	-2,14	0,07	-0,18	2,86	1,55
Июнь	2,39	0,71	1,82	5,75	0,05	0,95	3,28
Июль	2,27	3,14	0,67	5,47	-0,49	0,94	0,61
Август	2,38	7,03	4,22	7,28	1,23	1,05	3,08
Сентябрь	4,15	8,26	3,75	1,58	-0,28	-2,36	1,39
Октябрь	1,73	0,45	1,32	3,37	-0,57	3,92	2,95
Ноябрь	5,13	5,68	6,09	7,11	1,47	1,53	7,05
Декабрь	7,06	8,32	5,42	11,61	5,26	1,95	3,86
2017	0,9	1,93	1,36	1,43	1,06	-0,3	0,45
Январь	0,86	3,13	-3,78	0,99	1,45	-2,04	1,32
Февраль	5,68	6,89	4,27	9,95	4,99	0,36	-2,08
Март	0,26	3,14	1,47	1,93	1,85	-0,48	0,3
Апрель	4,72	5,33	5,21	6,54	3,28	0,27	1,65
Май	5,89	5,75	9,34	3,45	4,77	-0,55	-0,94
Июнь	1,62	3,12	3,75	-4,4	2,61	0,93	-0,29
Июль	-0,28	1,67	2,37	2,43	0,88	0,55	2,87
Август	1,24	1,92	1,85	3,65	0,09	0,48	0,72
Сентябрь	-1,13	-0,9	2,45	4,03	1,43	4,02	1,71
Октябрь	0,16	0,61	0,69	0,52	0,61	-2,2	0,87
Ноябрь	-2,49	-1,98	-3,89	-1,69	-4,05	-3,68	-2,99

объектной структуры являются, с учётом вложенности: территории 1-й синхронной зоны (далее 1СЗ) ЕЭС России, 1СЗ ЕЭС России без ОЭС Сибири, ОЭС, операционных зон (далее ОЗ) РДУ, энергосистем, энергорайонов.

В основе функционирования ИСП лежит принцип формирования прогнозов электропотребления снизу вверх. В каждом диспетчерском центре (ДЦ) выполняется прогнозирование и передача в вышестоящий ДЦ прогноза электропотребления в отношении объектов прогнозирования соответствующей операционной зоны. На уровне ИА осуществляется окончательное формирование прогнозов потребления для всего перечня объектов прогнозирования, которые в дальнейшем используются при актуализации расчётной модели.

Функциональная схема формирования прогноза электропотребления представлена на рис. 11. Первым этапом, автоматически по заданному в конкретном филиале индивидуальному расписанию для каждого цикла планирования, производится запуск модуля статистического прогноза. В результате работы модуля формируются прогнозы электропотребления на период соответствующего цикла планирования. Данный вариант прогноза имеет статус *статистический (Ст)* и используется для последующего формирования варианта автоматического прогноза, а также для оценки точности математических моделей прогноза с целью корректировки настроечных коэффициентов. Статистический прогноз формируется с применением различных математических моделей [2]. При этом прогноз электропотребления выполняется с учётом прогноза метеофакторов, полученного из ГМЦ, а если они отсутствуют, для их формирования используется статистическая модель прогноза метеофакторов на основе сезонной кривой температуры и последних фактических данных.

В филиалах прогнозирование осуществляется по каждой территории данного филиала и всем территориям нижестоящих филиалов, вплоть до энергорайонов.

Далее на основе результатов статистического прогнозирования и вариантов прогнозов, полученных от нижестоящих филиалов (для уровня ИА и ОДУ), осуществляется формирование *автоматического (А)* варианта прогноза.

Технологу средствами ИСП предоставляется возможность просмотреть автоматический прогноз, скорректировать его и сохранить скорректированный прогноз в качестве *рабочего (РП)* прогноза. На каждом уровне (РДУ, ОДУ, ИА) допускается ручная корректировка прогноза потребления по всем территориям прогнозирования, входящим в ОЗ данного ДЦ. Скорректирован может быть как непосредственно прогноз потребления, так и прогнозные метеоусловия с автоматическим пересчётом прогноза потребления. После ручной корректировки отдельных составляющих баланса потребления выполняется процедура балансировки прогнозных данных, так, чтобы величина небаланса между прогнозами всех территорий прогнозирования была равна нулю.

Рабочий (РП) прогноз проходит процедуру достоверизации (проверки) средствами ИСП. Результаты проверки выводятся в протокол и могут служить основанием для повторной корректировки рабочего прогноза технологом.

Окончательный вариант прогноза электропотребления по территориям прогнозирования ОЗ ДЦ имеет статус *акцептованного (Ац)* прогноза и формируется путём ручного акцепта рабочего прогноза технологом или, в случае отсутствия ручного акцепта, автоматическим акцептом автоматического прогноза ИСП, повторно сформированного по окончании регламентного времени этапа планирования. Результаты акцептованных

Т а б л и ц а 3

Статистические данные приростов электропотребления по ОЭС за летние месяцы 2016 – 2017 гг., приведённые к одинаковой температуре

ОЭС	2016 г. лето		2017 г. лето		$P_{\text{ср}}$ за лето 2017 г., приведённое к условиям лета 2016 г., МВт	Прирост, %
	$P_{\text{ср}}$, МВт	$T_{\text{ср}}$, °C	$P_{\text{ср}}$, МВт	$T_{\text{ср}}$, °C		
Центра	23 220	19,3	23 406	17,2	23 679	2,0
Средней Волги	10 761	21,2	11 006	18,4	11 261	4,7
Северо–Запада	8771	16,5	9003	14,7	8985	2,4
Юга	9864	24,3	9937	23,8	10 094	2,3
Урала	26 271	19,5	26 576	17,0	26 695	1,6
Сибири	20 210	18,4	20 354	18,0	20 345	0,7
Востока	2946	18,4	2980	19,0	2980	1,1

П р и м е ч а н и е . Прирост среднего электропотребления по ЕЭС России за лето 2017 г., приведённого к условиям лета 2016 г., составил 2,0%.

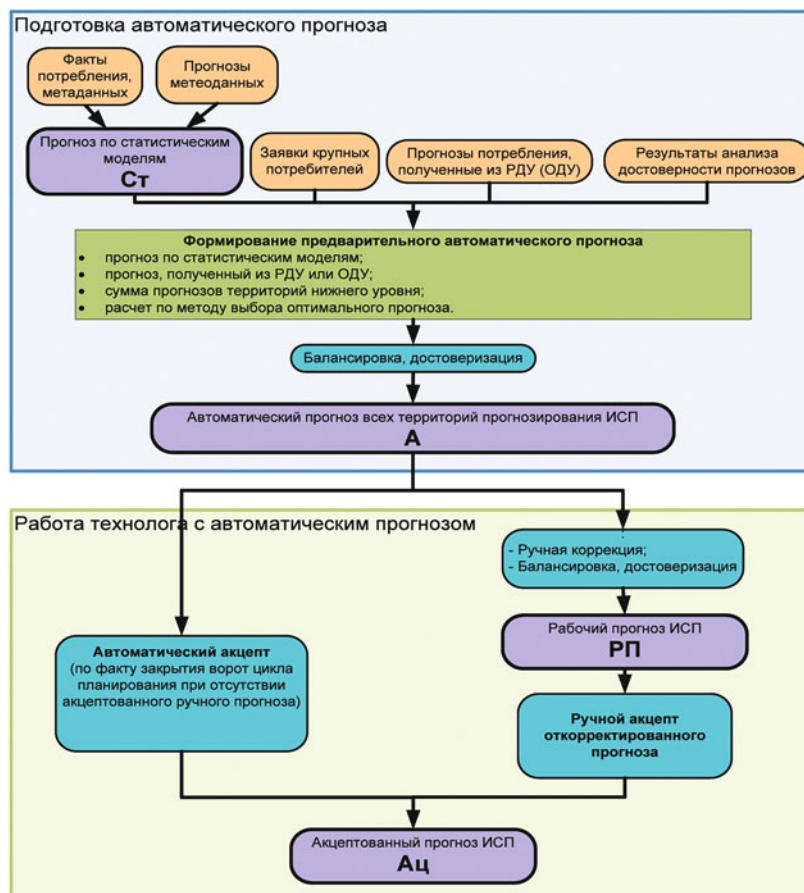


Рис. 11. Функциональная схема формирования прогноза электропотребления в СО ЕЭС

прогнозов экспортируются в CSV-файл, который используется для актуализации электрической расчётной модели.

Оценка точности прогноза ИСП в автоматическом режиме за период 01.01.2017 – 11.12.2017 приведена в табл. 4. Прогноз в сутки $X-1$ (сутки вперёд) выполнялся с учётом фактических и прогнозных данных, известных на момент времени 9 ч 05 мин суток $X-1$. Для оценки точности использовались следующие статистические показатели:

математическое ожидание ошибки прогноза, характеризующее систематическую ошибку;

среднеквадратическое отклонение, определяющее разброс ошибок от математического ожидания;

модуль ошибки – среднее всех ошибок по модулю.

Оценка точности показывает соответствие предъявленным к ИСП техническим требованиям.

Перспективы развития методики и программных средств прогнозирования электропотребления. Одной из основных задач совершенствования средств планирования потребления является разработка новых математических методов анализа и прогнозирования потребления. В первую очередь – это методы прогнозирования, дос-

товеризации и балансировки данных. Методы прогнозирования должны совершенствоваться, в том числе в части учёта различных метеофакторов – температуры, освещённости, силы и направления ветра. В последние годы наблюдается существенное увеличение доли коммунально-бытовой и офисной нагрузки, что приводит к резкому возрастанию зависимости потребления от указанных метеофакторов. Характер влияния данных факторов весьма сложен и требует применения нелинейных стохастических моделей.

В настоящее время подобные данные в основном предоставляются службами ГМЦ в форме макетов и считываются с Интернет-сайтов. По мере развития технических средств ГМЦ увеличивается объём и скорость доставки фактических и прогнозных данных.

Совершенствование методик должно дополняться развитием технической базы контроля метеоданных и средствами их обработки и доставки в энергокомпанию.

В последние годы большое распространение получили облачные технологии доступа к данным. Облачная технология может быть реализована в виде технологических Интернет-сайтов или корпоративных [5, 6], доступных широкому кругу пользователей.

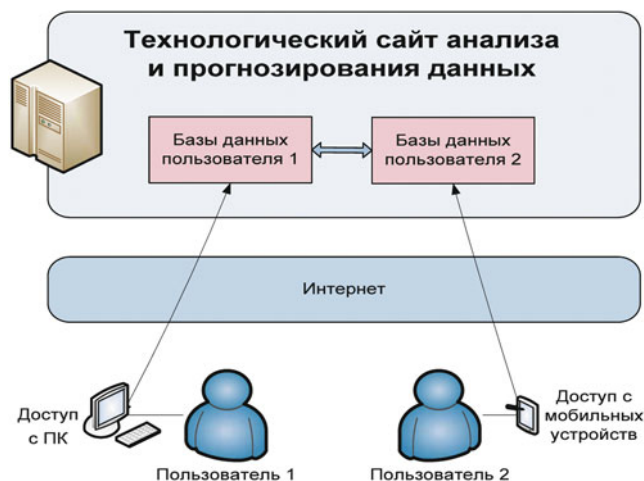


Рис. 12. Схема доступа к технологическому сайту

Основными достоинствами при использовании сайтов на основе облачных технологий являются:

возможность пользования функциями технологического сайта из разных мест и с различных аппаратных платформ;

нет необходимости установки программного обеспечения на клиентском месте и, следовательно, снижаются расходы на администрирование и поддержку.

Технологический сайт “Энергостат” представляет инструменты анализа и прогноза электропотребления и других технико-экономических показателей, реализованные в виде облачного сервиса (рис. 12), доступного широкому кругу пользователей.

Основные функции технологического сайта прогнозирования:

подготовка структуры показателей в базе данных;

загрузка исходных данных для расчётов – из текстовых файлов, файлов Excel, XML-макетов, оперативных информационных комплексов (ОИК) и АСКУЭ;

просмотр и анализ данных, статистические расчёты, исследования влияния метеофакторов;

прогнозирование и анализ точности прогнозных расчётов;

обмен данными между пользователями, интеграция данных филиалов и отделений в центральном офисе;

формирование отчётных форм.

Функционал технологического сайта может быть использован любыми предприятиями как электроэнергетики, так и других отраслей, где требуются ведение архивных баз данных показателей и осуществление функций статистического анализа и прогнозирования. Универсальные программные средства обработки суточных графиков могут быть применены для обработки широкого класса показателей, фиксируемых с дискретностью 1 ч, 30 мин. Для задач долгосрочного планирования реализованы средства обработки данных месячной, квартальной и годовой дискретности.

Подобным образом, с помощью описанных облачных технологий, реализована используемая в АО “СО ЕЭС” автоматизированная система сбора, обработки, хранения и контроля метеоданных (АС “Метео”) [7]. Система установлена только в центральном офисе и эксплуатируется во всех филиалах с использованием Интернет-технологий. АС “Метео” обеспечивает автоматизацию процесса передачи и хранения метеоданных, а также осуществляет анализ влияния изменения погодных условий на показатели балансов мощности и электроэнергии [7]. Компоненты технологического сайта используются для обработки данных различных макетов и прогнозирования потребления в бытовых компаниях [www.energostat.ru].

Выводы

1. В состав ЕЭС России входит 7 ОЭС и около 60 региональных энергосистем. Энергосистемы сформированы по географическому принципу и существенно различаются по величине и структу-

Т а б л и ц а 4

Оценка точности прогноза потребления по рабочим дням в ИСП на сутки вперёд за 01.01.2017 – 11.12.2017

Зона и ОЭС	Математическое ожидание ошибки прогноза, %	Среднеквадратическое отклонение, %	Средний модуль ошибки, %
1СЗ ЕЭС	–0,09	0,81	0,61
1СЗ ЕЭС (без ОЭС Сибири)	–0,08	0,96	0,72
ОЭС Центра	0,08	1,59	1,18
ОЭС Средней Волги	–0,17	1,69	1,31
ОЭС Урала	–0,12	1,07	0,84
ОЭС Северо-Запада	–0,22	1,39	1,09
ОЭС Юга	0,16	2,46	1,87
ОЭС Сибири	0,01	1,01	0,75
ОЭС Востока	0,35	2,56	1,98

ре потребления. Потребление в ЕЭС структурируется по ОЭС, ОЭС по энергосистемам. Потребление в энергосистемах структурируется по районам, крупным потребителям, собственным нуждам станций. По каждому компоненту производится контроль и планирование потребления.

2. В структуре потребления энергосистем происходят значительные изменения – снижается доля промышленной нагрузки, увеличивается нагрузка непромышленных потребителей. Структурные изменения приводят к увеличению сезонной неравномерности нагрузки в разрезе года, к относительному увеличению доли выходных дней в недельном потреблении, росту вечернего максимума.

3. В связи с ростом непромышленной нагрузки происходит увеличение зависимости потребления от метеорологических факторов, главным образом от температуры и освещённости. Колебания метеофакторов вызывают существенные скачки потребления, в том числе в летний период. В южных энергосистемах отмечается существенный локальный летний максимум нагрузки.

4. В энергосистемах ОЭС Юга в условиях аномально жаркой погоды (на 10°C выше нормы для этого времени года) в августе 2017 г. произошло резкое увеличение потребления и были превышены исторические максимумы потребления.

5. Статистический анализ показывает, что в 2016 г. примерно с лета начался постепенный рост нагрузки во всех регионах и ЕЭС в целом. Эта тенденция сохранилась в 2017 г. Приведённые к одинаковым температурным условиям данные показывают, что в целом потребление в ЕЭС летом 2017 г. выросло примерно на 2%, наиболее существенно нагрузка возросла в ОЭС Средней Волги, Северо-Запада и Юга.

6. Расчёт краткосрочных прогнозных значений электропотребления представляет собой достаточно сложный процесс, осуществляемый в несколько этапов одновременно на всех уровнях управления СО ЕЭС – в РДУ, ОДУ и ИА. Расчёт производится на серверах филиалов СО ЕЭС с передачей

исходных данных и результатов расчётов между уровнями управления. Формирование окончательного результата расчёта по всей структуре потребления ЕЭС производится на верхнем уровне в ИА СО ЕЭС. Оценка точности расчётов по программным комплексам показывает соответствие предъявленным техническим требованиям.

Список литературы

1. Кириенко, Е. И. Анализ современного состояния практики планирования режимов энергосистем на уровне ЦДУ ЕЭС. Особенности планирования в условиях конкурентного рынка [Текст]: сб. докладов всероссийской научно-технической конференции “Управление режимами Единой энергосистемы России” / Е. И. Кириенко, С. А. Майоров. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Макоклюев, Б. И. Анализ и планирование электропотребления [Текст] / Б. И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.
3. Полижаров, А. С. Иерархическая система прогнозирования [Текст]: сб. докладов III международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодёжи” / А. С. Полижаров, А. В. Антонов, Б. И. Макоклюев, Э. А. Алла, А. А. Басов, О. Н. Зеленохат. – Екатеринбург, 2012. – С. 346 – 350.
4. Полижаров, А. С. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС [Текст] / А. С. Полижаров, А. В. Антонов, Э. А. Алла, О. Н. Зеленохат // Энергоэксперт. – 2010. – № 6. – С. 64 – 66.
5. Makoklyuev, B. I. Methods and instruments for power consumption forecasting in electric power companies [Text]: 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives / B. I. Makoklyuev, A. S. Polizharov, A. V. Antonov. – 2015. – P. 268 – 271.
6. Макоклюев, Б. И. Технология обработки данных режимных параметров и технико-экономических показателей на основе облачных компьютерных технологий [Текст] / Б. И. Макоклюев, А. С. Полижаров, А. В. Антонов // Сборник научных статей. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Актуальные проблемы надёжности систем энергетики. – Минск: БНТУ, 2015. – Вып. 66. – 454 с.
7. Артемьев, А. А. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС “Метео”) [Текст]: сб. докладов III международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодёжи” / А. А. Артемьев, А. В. Антонов, А. С. Полижаров, И. В. Тупицин, В. С. Дацко. – Екатеринбург, 2012. – С. 123 – 127.