РОССЕТИ
ЛЕНЭНЕРГО

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ОБМЕН ИСХОДНЫМИ ДАННЫМИ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, ПРОГНОЗНЫМИ И РАСЧЕТНЫМИ

Д.А. Дмитриев
Начальник Управления электрических режимов
Центра управления сетями ДОТиСУ
ПАО «Россети Ленэнерго»

07.02.2025 Санкт-Петербург

РОССЕТИ
ЛЕНЭНЕРГО

ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ОБРАБОТКИ И ОБМЕНА ПРОГНОЗИРУЕМЫМИ И ОБРАБОТАННЫМИ ДАННЫМИ

Информационный обмен исходными данными реального времени, прогнозными и расчетными данными:

1. Контрольными и иными замерами

2. Данными по объемам управляющих воздействий в том числе нагрузками, участвующими в ГВО, и данным по противоаварийной автоматике

3. Сбалансированными УР по участкам сети

ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ПРОФИЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА В ФОРМАТЕ CIM, ОБРАБОТКА И ОБМЕН ПРОГНОЗИРУЕМЫМИ И ОБРАБОТАННЫМИ ДАННЫМИ

ИСХОДНЫЙ УРОВЕНЬ ОБРАБОТКИ ПЕРЕДАВАЕМЫХ ДАННЫХ

- *Часть канонической модели ПАО «Россети Ленэнерго» переведена в формат CIM*
- *Определен профиль информационной модели для обмена с АО «СО ЕЭС» на основании приказа Минэнерго №1340*
- *Обмен результатами обработанных Контрольных и иных замеров до сих пор осуществляется на бумажном носителе*
- *Для выполнения оптимизационных расчетов УР проводится ручная настройка схемы потокораспределения сети 35-750 кВ*

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ С ПЕРЕДАВАЕМЫМИ ДАННЫМИ

- *Отсутствие возможности оперативной подготовки схемы потокораспределения по всей зоне эксплуатационной ответственности ПАО «Россети Ленэнерго» от 0,4 кВ и выше*
- *Наличие апробированного программного и аппаратного обеспечения для прогнозирования нагрузок по годовым временным рядам получасовых активных и реактивных нагрузок с приборов учета*
- *Наличие апробированной методики дорасчета недостающих псевдо-ТИ на основе прогнозируемых нагрузок на ТП, ТИ и ТС на центрах питания, параметров схемы замещения в информационной системе сторонней от SCADA*

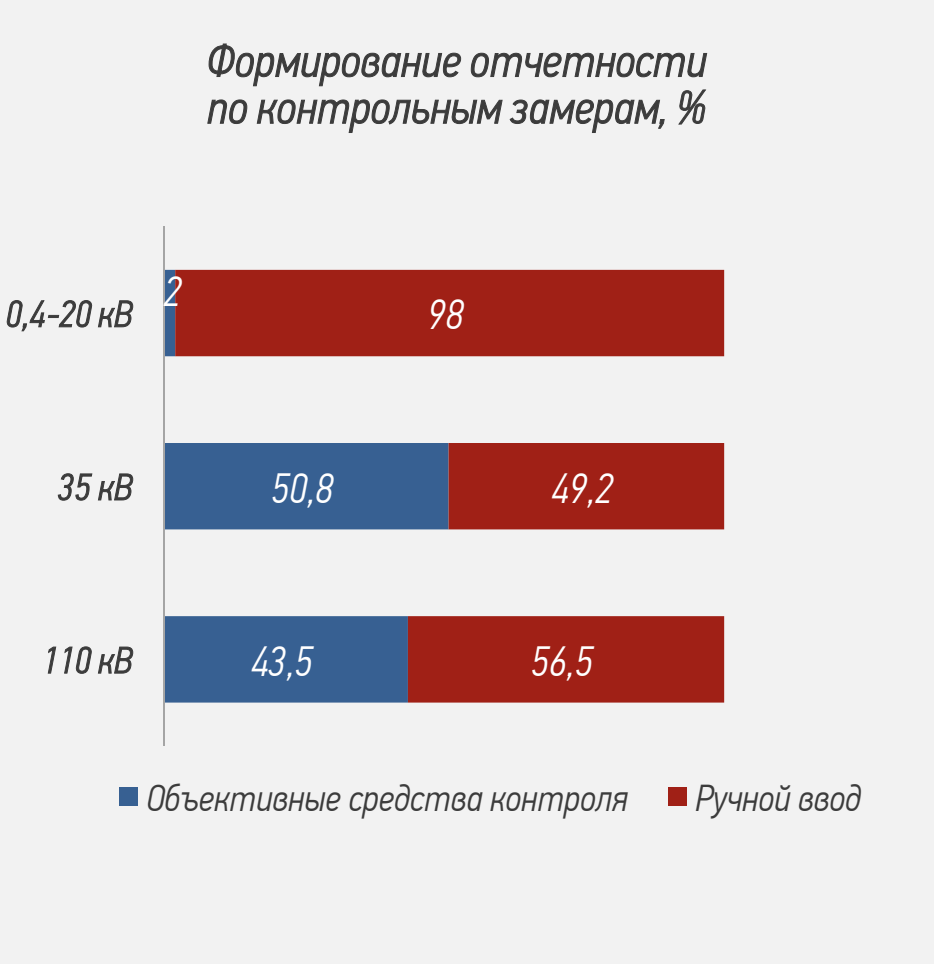
ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ПРОФИЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА В ФОРМАТЕ CIM, ОБРАБОТКА И ОБМЕН ПРОГНОЗИРУЕМЫМИ И ОБРАБОТАННЫМИ ДАННЫМИ

ПРЕДЛАГАЕМАЯ СТРАТЕГИЯ:

- *Организация сервера псевдо телемеханики с исходными данными для SCADA системы с кодом качества «Ручной ввод в сторонней системе»*
- *Использование расчетных и оптимизационных модулей SCADA системы для организации бизнес-процессов общества*

- *Рост наблюдаемости сети на основе данных ТМ, данных прогнозов и дорасчета псевдо ТИ в режиме реального*
- *Расширение профиля информационного обмена в формате CIM*
- *Переход к выполнению оптимизационных расчетов в распределительной сети*
- *Совокупное увеличение спектра выполняемых аналитических и перспективных инженерных расчётов*
- *Снижение трудозатрат производственного персонала*
- *Рост эффективности затрат для достижения цели*

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИНФОРМАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ПАО «РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО»



79,7 %

Условная наблюдаемость фрагмента информационной модели, передаваемого в АО «СО ЕЭС» на основе сырых данных УТМ

2 %

Условная наблюдаемость информационной модели ПАО «Россети Ленэнерго» с учетом распределительной сети

27,2 %

Прием данных с приборов учета в информационные системы ПАО «Россети Ленэнерго» в количестве 9000 с точек учета от 6кВ до 20 кВ за прошедшие сутки (по 33000 ТП)

ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДЛАГАЕМОЙ СТРАТЕГИИ

↑ 29 %	*Возможная степень наблюдаемости информационной модели ПАО «Россети Ленэнерго» на основе данных УТМ и обработанных (спрогнозированных) данных приборов учета в режиме реального времени*
↑ 52 %	*Возможная степень наблюдаемости информационной модели ПАО «Россети Ленэнерго» на основе данных УТМ, обработанных (спрогнозированных) данных приборов учета в режиме реального времени и дорасчитанных алгебраическим способом данных*
↑ 100 %	*Ожидаемая наблюдаемость фрагмента информационной модели, передаваемого в АО «СО ЕЭС»*

СОПУТСТВУЮЩИЙ ЭФФЕКТ ПРИ РАСШИРЕНИИ ПРОФИЛЯ CIM ОБМЕНА

Проведение, обработка и предоставление результатов Контрольных замеров

Определение объемов управляющих воздействий ПА в режиме реального времени

Определение объемов ГВО по очередям в режиме реального времени

Оперативная подготовка схемы потокораспределения

Подготовка схемы потокораспределения на основе прогнозируемых нагрузок с ожидаемой погрешностью 4 %

Оперативное выявление недостоверных ТИ

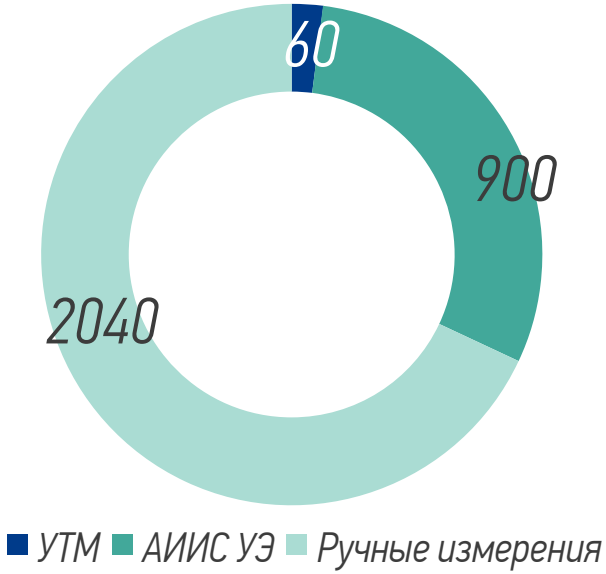
Переход к производству оптимизационных расчетов в сетях 6-20 кВ

РОССЕТИ
ЛЕНЭНЕРГО

Аналитика на примере одного из 30 районов электрической сети ПАО «Россети Ленэнерго»

АНАЛИТИКА НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ 30 РЭС ПАО «РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО»

Наблюдаемость объектов 0,4-20 кВ исследуемого РЭС ПАО «Россети Ленэнерго», %



Возможные мероприятия (помимо телемеханизации всей сети)

- *Установка УТМ на ТП, на которых отсутствуют и УТМ и СЭЭ*
- *Установка СЭЭ на тех ТП, на которых УТМ и СЭЭ отсутствуют*
- *Установка СЭЭ на примерно 50-60% ТП, на которых УТМ и СЭЭ отсутствуют*
- *Временная установка «мобильных» СЭЭ примерно на 10% ТП, на которых УТМ и СЭЭ отсутствуют*

Наблюдаемость в режиме реального времени составляет всего **2 %**

необходим поиск альтернативных вариантов повышения уровня наблюдаемости

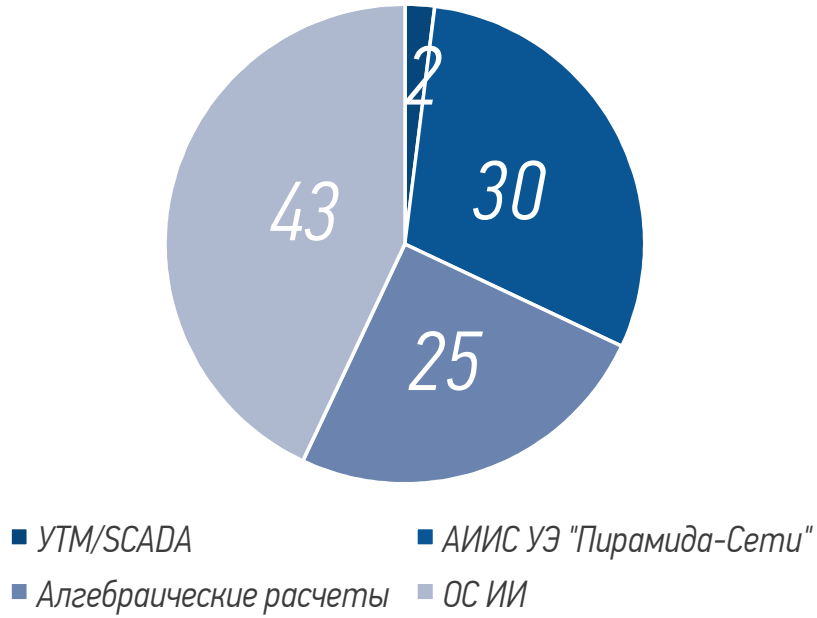
РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПОВЫШЕНИЯ НАБЛЮДАЕМОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

	Установка 2040 УТМ	*Установка 2040 СЭЭ*	*Установка 600 СЭЭ*	*Временная установка «мобильных» СЭЭ*
Точность ОС	*Самая высокая*	*Высокая*	*Высокая*	*Средняя*
Точность прогнозирования	*Самая высокая, 100% исходных данных в наличии*	*Высокая, 100% исходных данных в наличии*	*Обеспечивается прямыми расчетами на основе данные из АИИС УЭ (по законам Ома и Кирхгофа) значений нагрузки на трансформаторах, не оснащенных счетчиками*	*Средняя, отражение динамики графика нагрузки недельное внутри сезона*
Анализ временных рядов	*Не требуется*	*Не требуется*	*Требуется*	*Требуется*
Стоимость проекта	*Самое дорогое решение 2448 млн*	*Дорогое решение 61,2 млн*	*Относительно недорогое 18 млн*	*Инсталяция «мест», закупка 50 мобильных СЭЭ, +зарплата монтера для еженедельной перевозки счетчиков по сезонам года (13 циклов внутри сезона = 650 ТП)*
Сроки реализации	*Десятилетия*	*7 лет*	*2 года*	*1 год*
Дополнительные условия	-	*Значительный рост мощности серверов АИИС УЭ*	• *В архивах АИИС УЭ должны быть напряжения по 3 фазам* • *Рост трафика данных*	*В архивах АИИС УЭ должны быть напряжения по 3 фазам*

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ С НЕНАБЛЮДАЕМОЙ ЧАСТЬЮ СЕТИ ПУТЕМ ДООСНАЩЕНИЯ СЧЁТЧИКАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ВНЕДРЕНИЕМ СТОРОННЕЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ

Получение полной наблюдаемости сети, используя алгоритм, %



Алгоритм реализации данного подхода

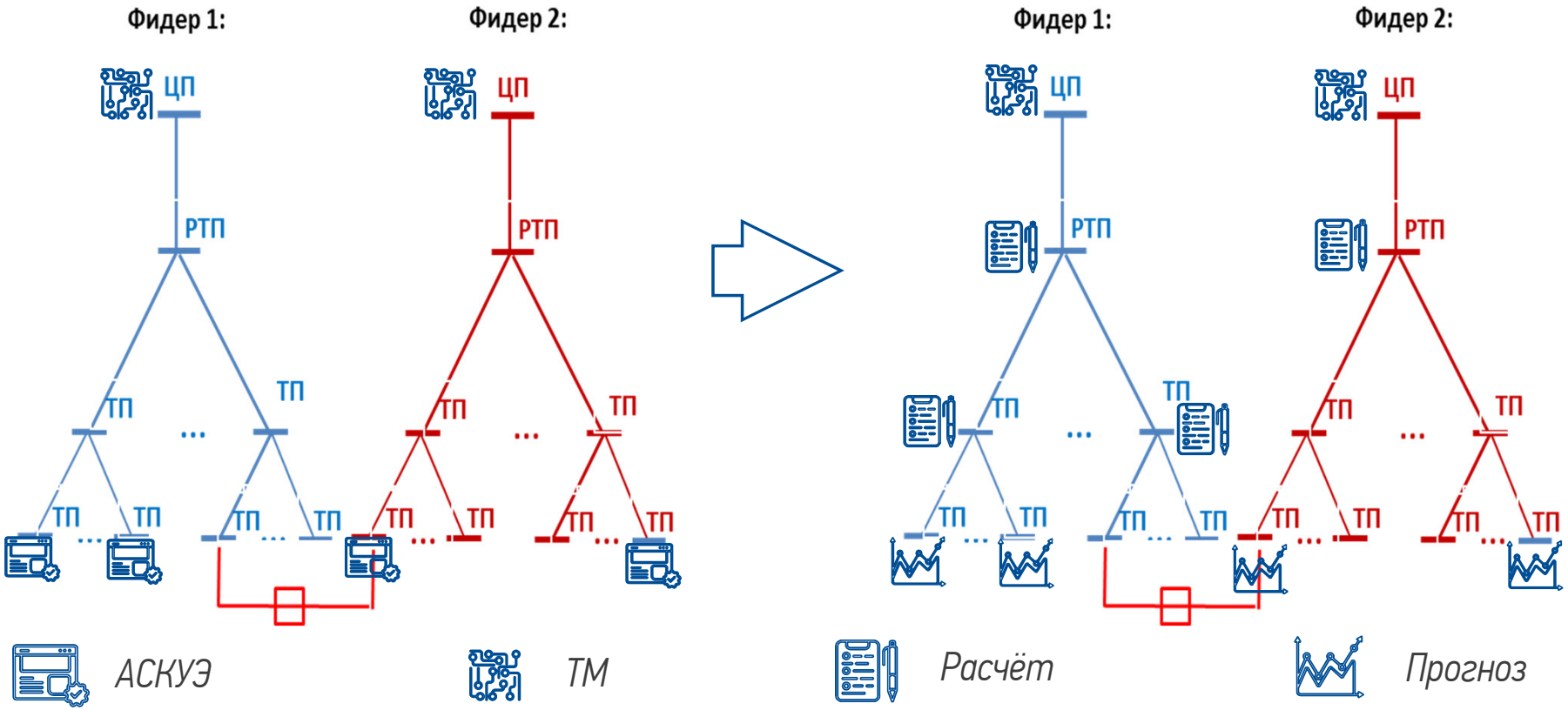
1. *Получение данных по имеющимся каналам*
2. *На основании полученных данных из SCADA и АИИС УЭ выполняется досрасчёт значений на основании элементарных алгебраических уравнений по закону Кирхгофа для токов и мощностей в узлах и закону Кирхгофа для ветвей*
3. *Оценивание состояния с применением методики прогнозирования с использованием комбинации современных глубоких нейронных сетей*

*Данное решение является **альтернативным** вариантом полной телемеханизации сетей.*

Точность прогнозов нейросетевых моделей этой архитектуры сопоставима с точностью измерительных трактов, так как они обладают долговременной памятью и не зависят от нестационарности временных рядов

РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО

ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМБИНАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ ГЛУБОКИХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ



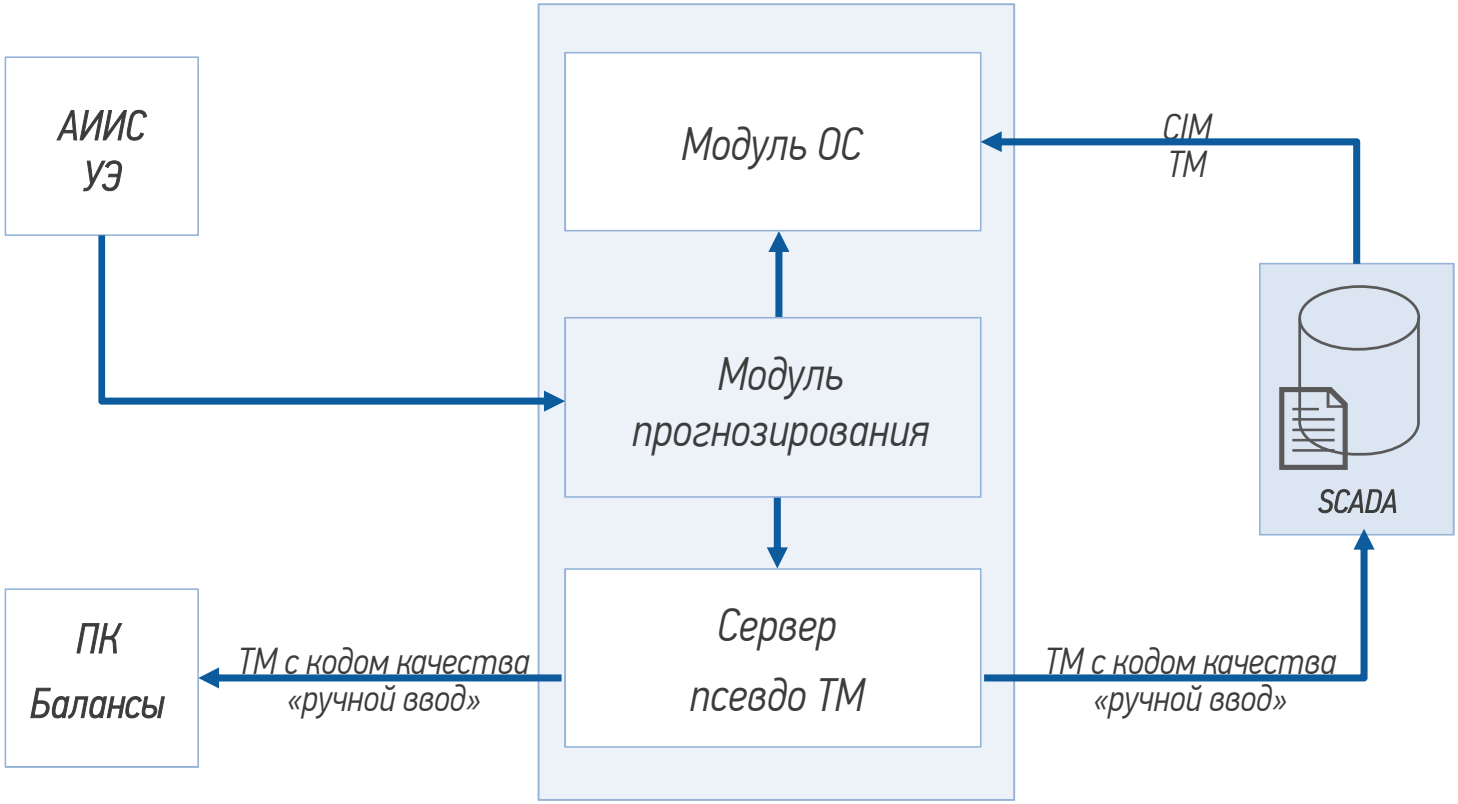
В качестве заданных значений используются параметры режима наблюдаемой части сети или параметры, полученные на основании элементарных расчётов

Для прогнозирования U на шинах ТП используются прогнозы U на шинах ЦП, положения РПН и СКРМ.

Автоматическое прогнозирование выполняется раз в 30 минут – на 2 часа вперед, раз в сутки на неделю вперед, раз в неделю – на месяц вперед.

РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО

ЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА



ОБЕСПЕЧВАЕТСЯ:

- ПОВЫШЕНИЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ
- ХРАНЕНИЕ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЭС
- РАСШИРЕНИЕ ПРОФИЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА ДАННЫМИ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, РЕЗУЛЬТАТАМИ КОНТРОЛЬНОГО ЗАМЕРА, РЕЗУЛЬТАТАМИ РАСЧЕТА УР В ФОРМАТЕ CIM

РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО

ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА РАСЧЁТОВ УР ПУТЕМ РАСЧЕТА РЕЖИМА В СТОРОННЕЙ СИСТЕМЕ ЭЭС С ВОЗМОЖНОСТЬЮ РАСЧЁТОВ НЕНАБЛЮДАЕМЫХ ПЕРЕТОКОВ ПО ОСНОВНОЙ СЕТИ

5 %

Неточность расчета режима в распределительной сети

0,4 %

Неточность расчета напряжений на шинах ЦП при задании в качестве нагрузки полученных расчетов в распределительной сети

0,1 %

Неточность потокораспределения по основной сети (нивелируется на каждой ступени трансформации)

- *Возможность нивелирования неточности ТИ по распределительной сети при расчете УР по ОС*
- *Возможность проведения расчета УР основной сети по полученным сбалансированным режимам*
- *Получения точности полученных результатов до **100 %** для выполнения аналитических расчетов*

РОССЕТИ
ЛЕНЭНЕРГО

РОСТ ОБЪЕМОВ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА

Внедрение системы прогнозирования
Дополнительная установка СЭЭ на 20% ТП к имеющимся 30 % позволит расширить профиль информационного обмена с АО «СО ЕЭС» для получения синергетического эффекта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрении системы прогнозирования нагрузок позволит :

- Оценивать состояния сети СН существующим программным приложением SCADA системы, так как оно будет в разы точнее определяемого на основе существующих данных SCADA (**2%** ТИ) и ручных замеров (**98%**):
- кардинально меняется соотношение неточных и точных измерений. Без прогнозов соотношение: **98%|2%,** с прогнозами: **68%|32%,** с алгебраическим дорасчетом **43%/57%**;
- **43%** замеров будут оцениваться по точным **32%** ТИ, что намного ближе к факту;
- прогнозирование уровней напряжений на ТП (точность: **99,6**%), нагрузок трансформаторов ТП (точность**: 94-96**%);
- точно прогнозировать режимы магистральной части сети в SCADA системе;
- передавать в СО ЕЭС точные данные ТМ с кодом качества «Ручной ввод в сторонней системе» по ранее ненаблюдаемым объектам;
- Расширить профиль информационного обмена в формате CIM на обмен данными о потокораспределении в режиме реального времени и всеми производными от этого.

Дополнительная установка счетчиков э/э на ~20% трансформаторов ТП обеспечит:

- Полное оценивание состояния по всей сети СН с высокой точностью до передачи в SCADA систему;
- резервирование измерений на трансформаторах ЦП точными прогнозами их активной и реактивной нагрузки для оценивания состояния в SCADA системе сети ВН;
- прогнозирование в SCADA системе режимов всей сети СН (на 30 минут – месяц вперед);

Наблюдаемость в режиме реального времени может составлять до 100 %

РОССЕТИ
ЛЕНЭНЕРГО

Спасибо за внимание!

Д.А. Дмитриев
Начальник Управления электрических режимов
Центра управления сетями ДОТиСУ
ПАО «Россети Ленэнерго»

Dmitriev.DmA@lenenergo.ru
+7 (812) 494-37-51