



**Некоммерческое партнерство «Российский национальный комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения» (РНК СИГРЭ)**

109074, Россия, г. Москва, Китайгородский проезд, дом 7, стр.3. ОГРН 1037704033817.  
ИНН 7704266666 / КПП 770501001. Тел.: +7 (495) 627-85-70. E-mail: [cigre@cigre.ru](mailto:cigre@cigre.ru)

## ОТЧЕТ

об участии в 45-й Сессии CIGRE и работе Исследовательского Комитета ВЗ «Подстанции» CIGRE, 25-29 августа 2014 года, Париж (Франция)



Отчет подготовил:

Дарьян Леонид Альбертович,

д.т.н., проф. НИУ МЭИ, заместитель Директора по аналитической и методологической работе ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС». Активно участвует в работе CIGRE с 2000 года, представитель России в SC CIGRE A2 «Трансформаторы» (2002 - 2005 гг.) и ВЗ «Подстанции» (с 2008 г. – н.в.); член Технического комитета РНК СИГРЭ. В 2011 году избран в Российский национальный комитет по теоретической и прикладной механике. С 2014 года – член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ



Контактные данные:

E-mail: [Daryan-LA@ti-ees.ru](mailto:Daryan-LA@ti-ees.ru)

Тел. +7 (495) 220-07-41

Дата отчета:

05.10.2014

Москва, 2014 год

## Оглавление

1.	Общие сведения о церемонии открытия, Генеральной ассамблее и других мероприятиях 45-й Сессии CIGRE	3
2.	Совместный семинар SC В3 и IEEE, состоявшийся 25.08.2014	4
3.	Техническая сессия SC В3, состоявшаяся 27.08.2014	4
3.1.	Вопросы по предпочтительной теме 1 «Модернизация подстанций в соответствии с требованиями будущего»	5
3.2.	Вопросы по предпочтительной теме 2 «Управление жизненным циклом подстанций»	8
4.	Закрытое заседание SC В3, состоявшееся 28.08.2014	10
5.	Семинар SC В3 по элегазу, состоявшийся 29.08.2014	13
6.	Обзор докладов 45-й сессии CIGRE по тематике SC В3	13
6.1.	Обзор докладов ПТ 1 «Модернизация подстанций в соответствии с требованиями будущего»	14
6.2.	Обзор докладов ПТ 2 «Управление жизненным циклом подстанций»	29
7.	Заключение	41

## **1. Общие сведения о церемонии открытия, Генеральной ассамблее и других мероприятиях 45-й Сессии CIGRE**

Представители Исследовательского комитета CIGRE В3 «Подстанции» (Study Committee CIGRE В3 “Substations”), далее – «SC В3», в рамках 45-й Сессии CIGRE 2014 г. работали по следующей программе:

- 24.08.2014 (вс) – церемония открытия Сессии, участие в заседании Генеральной Ассамблеи CIGRE;
- 25.08.2014 (пн) – постерная сессия SC В3, совместный семинар CIGRE и IEEE на тему «Контроль, управление и эксплуатация настоящих и будущих подстанций»;
- 26.08.2014 (вт) – встреча докладчиков SC В3;
- 27.08.2014 (ср) – Техническая сессия SC В3;
- 28.08.2014 (чт) – заседание SC В3;
- 29.08.2014 (пт) – семинар по элегазу.

24 августа 2014 г. представители SC В3 приняли участие в торжественной церемонии открытия 45-й Сессии CIGRE.

На церемонии открытия был заслушан доклад Терри Бостона, Президента компании PJM Interconnection «Энергосистемы 21 века – Надежные, управляемые и гибкие». В своей презентации он рассказал об ужесточении требований к электроэнергетическим системам и о подходах компании к работе в таких условиях. Лейтмотивом выступления была мысль о неоценимой роли CIGRE в предупреждении критических ситуаций и минимизации возможных последствий от применения непродуманных решений. Докладчик подчеркнул вклад членов CIGRE в профессиональную подготовку кадров и, как следствие, своевременное реагирование на всевозможные изменения.

В своем докладе Терри Бостон отметил также некоторые особенности и тенденции современного функционирования энергосистем на примере энергообъединения PJM Interconnection:

1) усиливающуюся роль микросетей в системе распределения электроэнергии. По современным представлениям после глобальных природных катаклизмов развертывание микросети и обеспечение ее собственным источником питания является более эффективным путем восстановления электроснабжения по сравнению с восстановлением магистральной сети. Следовательно, за таким подходом готовности к природным явлениям, будущее;

2) необходимость усиления системообразующей сети посредством линий постоянного тока для передачи энергии на большие расстояния от экологически чистых и относительно недорогих источников, обусловленную расположением таковых источников вдали от районов потребления;

3) особенную роль электромобилей и их двойного использования. Например, электромобиль можно использовать в качестве потребителя электроэнергии в часы минимума нагрузок и в качестве источника энергии в часы максимума потребления. Потенциал данной категории пока не велик, однако просматривается уверенный рост в ближайшем будущем.

24 августа 2014 г. непосредственно после торжественной церемонии открытия 45-й Сессии CIGRE состоялось заседание Генеральной Ассамблеи (общего собрания членов) CIGRE. На заседании были заслушаны аудиторские и финансовые доклады за 2012 и 2013 годы, по которым были приняты следующие резолюции:

- о выборе новых членов в Административный Совет CIGRE;
- об утверждении финансового отчета и рекомендациях по финансовой деятельности CIGRE.

## **2. Совместный семинар SC B3 и IEEE, состоявшийся 25.08.2014**

25 августа 2014 г. состоялся совместный семинар SC B3 CIGRE и IEEE на тему «Контроль, управление и эксплуатация настоящих и будущих подстанций». Куратором данного семинара выступил Николай Фантана (N. Fantana) из компании ABB.

Цели семинара:

- определить статус планируемых и осуществляемых работ в мире по указанной теме;
- сформировать круг вопросов, которые необходимо рассмотреть, проанализировать и представить в виде технологий и руководств по управлению, эксплуатации и проведению технического обслуживания (ТО) для будущих сетевых подстанций;
- выявить области исследования и поставить задачи, которые предстоит решить в рамках деятельности рабочих или целевых групп в каждой организации (CIGRE, IEEE) в будущем.

В рамках семинара также были рассмотрены результаты проведения опроса по данной теме. В опросе приняли участие 32 респондента из CIGRE, IEEE и других организаций.

## **3. Техническая сессия SC B3, состоявшаяся 27.08.2014**

27.08.2014 состоялась Техническая сессия SC B3. Специальными докладчиками на заседании выступили Марк Осборн (Mark Osborne) и Питер Глаубиц (Peter Glaubitz). В заседании участвовало рекордное количество специалистов – 814 из 68 стран.

На открытом заседании прошло обсуждение технических вопросов по докладам 60-ти авторов.

### **3.1. Вопросы по предпочтительной теме 1 «Модернизация подстанций в соответствии с требованиями будущего»**

По предпочтительной теме 1 «Модернизация подстанций в соответствии с требованиями будущего» обсуждались следующие вопросы, поставленные специальными докладчиками.

**ПТ1.1. Имеется ли практический опыт, касающийся влияния схем автоматизации на конструкцию ПС и изменения требований к ПС? Как на данном этапе рассматривается управление сроком службы оборудования - продление срока эксплуатации или замена?**

Получено 5 ответов на этот вопрос:

- озвучены проблемы потребителей электроэнергии японской электроэнергетической компании в результате применения тарифной оплаты за поставку электроэнергии в сеть;
- для уменьшения разницы в тарифах была представлена новая технология хранения электроэнергии на примере 2 пилотных проектов;
- описана надежность работы и увеличение пропускной способности распределительного устройства (РУ) с точки зрения испытаний и моделирования оборудования;
- представлена схема автоматизации распределительных ПС в США, которая отличается от практики традиционных ПС;
- описан австралийский опыт применения системы самовосстановления – в частности представлено как автоматизация обеспечивает контроль напряжения и управления потоком энергии в распределительной сети.

**ПТ1.2. С учетом сходства технологий автоматизации, будет ли разница в стоимости и конструкции систем автоматизации в зависимости от того, применяются они для магистральных или распределительных сетей?**

Получено 2 ответа на этот вопрос:

- показан опыт внедрения систем автоматизации в США на уровне распределительных сетей; автор подчеркнул, что данные системы по стоимости и сложности все ближе подходят к аналогичным показателям для магистральных сетей;
- представлен аналогичный опыт из Европы, доказывающий сходство систем автоматизации для магистральных и распределительных сетей.

**П1.3. Кем обуславливается принятие МЭК 61850 - производителями оборудования или электроэнергетическими компаниями? С какими проблемами сталкиваются компании и разработчики решений, связан-**

**ных с цифровыми измерительными трансформаторами (NCIT), стандартом МЭК 61850 или «интеллектуальной сетью»? Каков набор навыков, инструментов и испытаний, необходимых для успешной эксплуатации «цифровых ПС»?**

Получено 9 ответов на этот вопрос:

- описаны проблемы оперативной совместимости для МЭК 61850;
- представлен доклад ENTSO-E о разработке и реализации спецификации совместимости;
- опыт Японии показал, что пользователи должны работать в тесном контакте с поставщиками;
- представлен опыт французской электроэнергетической компании по разработке собственной интерпретации стандарта МЭК 61850 с целью обеспечения последовательности решений по сети;
- отмечено, что доступные стандарты, спецификации и испытания имеются в наличии, однако необходимо продолжать работу в части их упрощения для электроэнергетических компаний до надежных и простых инструментов;
- показано, что эксплуатационные показатели ПС зависят от результативности и надежности датчиков;
- производители КРУЭ описали преимущества и недостатки измерительных трансформаторов в части обслуживания, испытаний и т.д.;
- отмечено, что в Китае в эксплуатации находится более 4000 цифровых измерительных трансформаторов. Данный обширный опыт помогает в части совершенствования требований к оборудованию;
- в докладе представителя из Нидерландов описана установка класса напряжения 12 кВ с датчиками напряжения, включенными в кабельный фидер, для обеспечения всех требований измерения и защиты.

**П1.4. Имеется ли опыт, которым можно поделиться в части особенностей конструкций или эксплуатации морских подстанций, ПС УВН и постоянного тока высокого напряжения (ПТВН), особенно на этапе проектирования?**

Получено 3 ответов на этот вопрос:

- отмечено, что при разработке новых ПС УВН необходимо уделять большое внимание исследованию изоляции;
- описаны проблемы, возникающие при строительстве морских ПС. Отмечено, что наблюдается переход классов напряжения от 33кВ к 66 кВ;
- в отчете представителей Японии описаны разработки мониторинга ЧР на ПС ПТВН.

**ПТ1.5. Какие стратегии рассматриваются в вопросе стандартизации конструкции подстанции? Чем продиктованы новые стратегии и практики эксплуатации стандартизированных конструкций – производителем оборудования или практикой планирования и эксплуатации электроэнергетической компании? Каковы тенденции?**

Получено 4 ответа на этот вопрос:

- в докладе представителей Бразилии отмечено широкое использование комбинированных ПС при замене и реконструкции подстанций для сокращения времени простоев;
- Ирландия представила разработку стандартного интерфейса для защиты и управления, которая подходит для ПС от среднего до сверхвысокого напряжения;
- производители и электроэнергетические компании описывают свои проекты и разработки в части стандартизированных и модульных решений, направленных на замену испытаний SAT испытаниями FAT, сокращение срока строительства и снижение стоимости проекта в целом;
- описаны высокочастотные измерения для проверки электромагнитных моделей с целью изучения различных механизмов подключения.

**ПТ1.6. Имеется ли опыт эксплуатации гибридной ПС с оборудованием КРУЭ и ОРУ, расположенными на открытом воздухе? Есть ли примеры использования различных стратегий ТО, полученных в результате эксплуатации гибридной ПС?**

Получено 3 ответа на этот вопрос:

- в докладе из Австралии описан опыт эксплуатации гибридных ПС;
- в докладе представителей Италии показано, как выбор комбинированной ПС при модернизации традиционной подстанции ОРУ повышает надежность оборудования;
- в докладе японских авторов описано, как опыт эксплуатации КРУЭ на открытом воздухе помог найти новые решения для модернизации гибридных подстанций.

**ПТ1.7. Существуют ли дополнительные требования к КРУЭ переменного тока помимо показателей передачи данных и сокращения объема элегаза?**

Получено 3 ответа на этот вопрос:

- в докладе от Японии предложены рекомендации по стандартизации и расширению испытаний на КРУЭ УВН на ПС;
- сообщество производителей оборудования представили свои разработки для повышения надежности за счет оптимизации конструкции КРУЭ с целью уменьшения использования SF<sub>6</sub>. Эту логику также можно будет использовать для оборудования класса напряжения 800кВ и выше с использованием модулей 420кВ;

- отмечена необходимость применения эргономичного дизайна и испытательных центров.

### **ПТ1.8. Какие существуют проблемы для КРУЭ ПТВН? Какие проблемы являются основными при эксплуатации КРУЭ ПТВН.**

Получено 2 ответа на этот вопрос:

- производители ссылаются на результаты применения КРУЭ постоянного тока, полученные в ходе технологической эволюции от КРУЭ переменного тока;
- представлена новая разработка в части поиска альтернативы SF<sub>6</sub>-фтор-нитрил в сочетании с CO<sub>2</sub>, который демонстрирует похожие свойства.

## **3.2. Вопросы по предпочтительной теме 2 «Управление жизненным циклом подстанций»**

По предпочтительной теме 2 «Управление жизненным циклом подстанций» обсуждались следующие вопросы.

### **ПТ2.1. С учетом надежности и эксплуатационных характеристик новой ПС на каких данных о надежности электроэнергетического оборудования необходимо основываться: данные производителя, данные, полученные непосредственно на ПС, данные исследований СИГРЭ?**

Получено 3 ответа на этот вопрос:

- в приложении F МЭК 62271-203 описана доступность и непрерывность обслуживания;
- мнения по данному вопросу разделились – один поставщик предполагает, что частота отказов от производителей должна использоваться в исследовании по оценке стоимости владения. Другой предполагает, что электроэнергетические компании должны рассматривать опыт ТО и эксплуатации ПС и работать вместе с производителями для повышения общей доступности;
- отмечено, что производители постоянно совершенствуют качество процесса для повышения надежности.

### **ПТ2.2. Существует ли доказательство повышения частоты использования технологий КРУЭ и гибридного РУ при расширении или замене оборудования на ПС?**

Получено 5 ответов на этот вопрос:

- показано, что КРУЭ часто выбирают при замене оборудования на подстанции, при этом некоторые вводят дополнительные газовые буферные зоны для поддержания непрерывности обслуживания при ТО, ремонте или восстановительных работах;
- некоторые компании используют гибридные РУ для улучшения доступности в связи с рисками загрязнения;



- отмечено, что КРУЭ предоставляет альтернативу замены ОРУ в условиях ограничения пространства и времени;
- широко применяется использование контейнерных решений на уровне среднего напряжения;
- представлен аналогичный опыт замены оборудования ВН в Ирландии.

**ПТ2.3. Каковы современные подходы к замене оборудования на ПС с КРУЭ по окончании срока службы, в частности, в условиях ограничения площади и обеспечения безопасности энергоснабжения?**

Получено 4 ответа на этот вопрос:

- отмечено, что замена оборудования КРУЭ является достаточно трудоемкой;
- в новых конструкциях оборудования учитываются все сложные моменты, например, с помощью дополнительных буферных зон;
- в настоящее время разрабатываются новые методы на основе компактной конструкции и инновационного дизайна КРУЭ;
- отмечено, что в некоторых случаях больше усилий направляется на продление срока службы и стратегическую модернизацию ключевых компонентов, а не всего КРУЭ.

**ПТ2.4. Какова степень надежности и доступности применения систем мониторинга оборудования ПС? Современная ситуация, опыт применения, тенденции.**

Получено 3 ответа на этот вопрос:

- отмечено, что хотя непрерывный мониторинг является признанным решением для обнаружения сбоев до возникновения отказа, он-лайн мониторинг ЧР все чаще используется для критически важного оборудования с целью повышения эффективности периодического мониторинга;
- электроэнергетические компании применяют подходы, основанные на эксплуатационных характеристиках оборудования, которые учитывают ряд факторов, в том числе мониторинг, управление рисками, возраст, приоритетность замены и т.д.;
- существуют проблемы в управлении базами данных.

**ПТ2.5. Как широко применяется управление рисками на стадии проектирования ПС и на стадии реализации проекта? Имеют ли конструкторы доступ к необходимым техническим материалам или данным по надежности оборудования, используются ли данные СИГРЭ?**

Получено 4 ответа на этот вопрос:

- доказано возможное повышение рисков на уровне среднего напряжения;
- отмечено, что оценка риска может использоваться для выявления критически важных проблем;

- показана необходимость поддержания должного уровня безопасности для повышения эффективности при ликвидации рисков, связанных с доступом или эксплуатацией оборудования;
- подчеркнуто, что данный вопрос шире рассматривается на уровне высокого напряжения, а не среднего.

**ПТ2.6. Какова роль ПО при разработке, проектировании и управлении активами подстанций? Существуют ли реальные положительные примеры применения данных инструментов? Какие инструменты программного обеспечения (ПО) используются для традиционного подхода к проектированию ПС?**

Получен 1 ответ на этот вопрос:

- новые инструменты ПО позволяют решать такие вопросы, как заземление сети для повышения эффективности конструкции при снижении затрат и сохранении существующего уровня безопасности.

#### **4. Закрытое заседание SC В3, состоявшееся 28.08.2014**

Закрытое заседание SC В3 в рамках 45-й сессии CIGRE состоялось 28 августа 2012 г. с 9-00 до 17-30 в Парижском Дворце съездов (ауд. 243). Программа заседания включала следующие разделы:

1. Приветствие председателя SC В3.
2. Информация о членстве в SC В3.
  - 2.1. Представление новых членов SC В3.  
Было представлено 15 новых членов SC и новый секретарь SC – Роман Минье (Romain Migne).
  - 2.2. Основные требования для членов SC В3.
  - 2.3. Актуализация контактной информации о присутствующих членах SC В3.
  - 2.4. Памятная фотосъемка.
3. Согласование путем голосования повестки дня заседания.
4. Протокол 50-го заседания SC В3 в Брисбене (Австралия), 12 сентября 2013 г.
5. Общая информация:
  - 5.1. Личная безопасность на ПС – обсуждение для всех участников.
  - 5.2. Представление структуры и организации SC В3 (Т. Krieg).
  - 5.3. Последние встречи Технического комитета (Т. Krieg).
  - 5.4. Другие встречи с участием SC В3 (Т. Krieg).
  - 5.5. Обновление веб-сайта ИК (R. Migne).
6. Консультативная деятельность групп:
  - 6.1. Стратегическая консультативная группа (Т. Krieg).
  - 6.2. Консультативная группа клиентов (M. Maskey).
  - 6.3. Учебная консультативная группа (P. Knol).
7. Деятельность Рабочих групп:

- 7.1. Годовой отчет о деятельности Рабочих и целевых групп:
- 7.1.1. Консультативная деятельность 1 «Концепции и разработки ПС» (М. Осборн):
- завершила работу WG B3.13 (F. Gallon) «Сокращение срока замены высоковольтного оборудования»;
  - завершила работу объединенная JWG B3/C1/C2.14 (G. Lingner) «Схемы оптимизации конфигурации»;
  - завершила работу WG B3.36 (P. Sandeberg) «Специальные соображения для систем переменного тока подстанций, связанных с ветровыми электростанциями постоянного тока»;
  - утверждена WG B3.35 (B. Carman) «Оптимизация конструкций систем заземления ПС путем применения количественного анализа рисков».
- 7.1.2. Консультативная деятельность 2 – ПС с КРУЭ (P. Glaubitz):
- завершила работу WG B3.25 (E. Duggan) «Анализ SF6 для оценки состояния элегазового оборудования»;
  - завершила работу WG B3.29 (K. Uehara) «Технологии полевых испытаний при строительстве и эксплуатации подстанций сверхвысокого напряжения»;
  - продолжила работу WG B3.30 (S. Stangherlin) «Руководство по минимизации использования SF6 при проведении приемо-сдаточных испытаний электрооборудования»;
  - продолжила работу объединенная WG B3/B1.27 (H. Koch) «Факторы для принятия инвестиционных решений по кабелям и газоизолированным линиям магистральных линий переменного тока»;
  - утверждена объединенная WG D1/B3.57 «Диэлектрические испытания газоизолированных систем постоянного тока»;
  - утверждена объединенная WG B1/B3.33 «Общие интерфейсы сухого типа для соединения КРУЭ выше 52 кВ с экструдируемыми сетевыми кабелями»;
  - продолжила работу WG B3.24 (M. Reuter) «Пособие по диагностике состояния КРУЭ по измерениям частичных разрядов»;
  - утверждена WG B3.37 (D. Fulcheron) «Воздействие внутреннего дугообразования на РУ среднего напряжения (1-52 кВ) – меры по уменьшению ущерба»;
  - утверждена WG B3.39 (K. Pohlink) «Влияние применения нетрадиционных измерительных трансформаторов на ВВ КРУЭ»;
  - утверждена WG B3.40 (E. Duggan) «Руководство по измерению элегаза»;
  - утверждена WG B3.41 (P. Fletcher) «Мобильные ПС с КРУЭ – аспекты конструкций».
- 7.1.3. Консультативная деятельность 3- ПС с ОРУ (A. Okada):

- завершила работу WG B3.23 (H. Imagawa) «Руководство по повышению мощности и модернизации подстанций»;
  - продолжила работу WG B3.31 (M. McVey) «Подстанции в условиях тяжелого климата»;
  - продолжила работу WG B3.32 (H. Cunningham) «Оптимизации обслуживания открытых подстанций»;
  - утверждена WG B3.38 (G. Buchs) «Управление рисками на ПС».
- 7.1.4. Консультативная деятельность 4 – Управление ПС (J. Smit):
- продолжила работу WG B3.06 TF01 (J. Smit) «Привлечение услуг сторонних организаций для обслуживания ПС»;
  - продолжила работу WG B3.06 TF05 (J. Smit) «Практическое применения информационных стратегий АМ»;
  - продолжила работу WG B3.34 (J. Smit) «Концепция управления подстанциями будущего».
- 7.2. Справочная книга ИК В3 («Зеленая книга») – статус готовности по всем главам:
- 7.2.1. Подстанции (J. Finn).
- 7.2.2. Руководство по элегазу (P. Glaubitz).
- 7.3. Информация о сотрудничестве внутри CIGRE:
- с ИК А3 (S. Samek);
  - «Электрификация сельской местности»: WG C6.17 «Электроснабжение сельских и удаленных районов», WG C6.28 «Гибридные ПС», IEEE WG SESDC «Устойчивые энергетические системы для развивающихся стран» (A. Zomers);
  - с ИК D1 «Материалы и новые технологии». (J. Smit);
  - прочее.
- 7.4. Информация о взаимодействии с другими организациями:
- с МЭК (H. Koch);
  - с IEEE (J. Randolph, H. Koch);
  - с IEEE-CIGRE по вопросу мониторинга состояния оборудования (N. Fantana);
  - прочее;
- 7.5. Отчет о деятельности членов ИК В3:
- обобщенный отчет секретаря ИК В3 (R. Migne);
  - устные доклады членов ИК, не представивших письменные отчеты.
8. Планы на будущее:
- 8.1. Стратегический план и план действий.
- 8.2. Новые темы для изучения:
- Дополнительная система и системы постоянного и переменного токов на ПС;
  - «Зеленая книга по элегазу»;

- Гибкость конструкции КРУЭ с учетом компактности и эффективного доступа к устройствам мониторинга и переключения;
  - Работа в части дальнейшей оптимизации ТО для ОРУ;
  - Аспекты управления рисками в части целостности систем заземления и физической безопасности компонентов КРУЭ;
  - Надлежащее документирование данных;
  - Написание статей в Electra до выхода финального отчета;
  - Научная версия Electra.
- 8.3. Предпочтительные темы на период 2014-2016 гг.
9. Мероприятия с участием SC B3:
- 9.1. 2015 год, встреча SC B3, Нагоя, Япония (К. Kawakita);
- 9.2. 2016 год, Париж, 46-я Сессия CIGRE (Т. Krieg);
- 9.3. Другие мероприятия:
- Семинар по элегазу – Париж, 29 августа 2014;
  - Симпозиум CIGRE 2017 – Дублин, Ирландия (Е. Duggan);
  - Совместный колокивум SC A2, A3 и D1 – Бразилия, 23-26 ноября (F. Fraga);
  - Встреча SC B3 2017 (Т. Krieg).

## **5. Семинар SC B3 по элегазу, состоявшийся 29.08.2014**

29 августа 2014 г. проведен семинар по элегазу, куратором которого выступил Питер Глаубитц (Peter Glaubitz) из компании Siemens.

На семинаре обсуждены следующие вопросы:

- важность применения элегаза в электроэнергетике;
- элегаз с точки зрения производителей;
- сокращение выбросов элегаза с помощью изменения конструкций, условий ввода в эксплуатацию и непосредственно эксплуатации;
- анализ элегаза для оценки состояния КРУЭ, ОРУ;
- оценка остаточного срока службы для КРУЭ с упором на элегаз;
- управление скоростью выбросов элегаза на электроэнергетическом оборудовании в Норвегии, Японии, Швейцарии и Франции.

## **6. Обзор докладов 45-й сессии CIGRE по тематике SC B3**

На 45-ю Сессию CIGRE по тематике SC B3 всего было представлено 34 доклада по 2-м предпочтительным темам (ПТ):

- 1) «Модернизация подстанций в соответствии с требованиями будущего» – 17 докладов по следующим темам и вопросам:
  - Интеграция новых подходов в автоматизации сети на подстанциях передающих и распределительных сетей;
  - Влияние новых разработок в сети на проектирование подстанций;

- Морские подстанции;
  - Распределительные подстанции низкой стоимости и быстрого развертывания;
- 2) «Управление жизненным циклом подстанций» – 17 докладов по следующим темам и вопросам:
- Ремонт, реконструкция, расширение и улучшение технических характеристики подстанций;
  - Управление основными производственными фондами, техническое обслуживание, контроль, вопросы надежности и устойчивости;
  - Управление рисками в проектировании, монтаже и эксплуатации подстанций.

### **6.1. Обзор докладов ПТ 1 «Модернизация подстанций в соответствии с требованиями будущего»**

**Доклад ВЗ-101** «Программное обеспечение для оптимизации процесса проектирования подстанций с помощью BIM технологий, передовых информационных систем и системы управления знаниями». Авторы – J. Correa, J. Garcia (HNV Ingenieros Ltda., Colombia).

На электрической подстанции в условиях оптимизации процессов стоимость основного и детального проектирования является областью, обладающей наиболее высоким потенциалом для оптимизации. Сложившаяся ситуация, главным образом, повлияла на инженерные компании, которым необходимо удовлетворять текущие требования, касающихся изменения объемов работ с сохранением сроков, окончательной стоимости или качества.

На основе 50-летнего опыта в сфере консалтинга, управления и проектирования систем передачи высокого и сверхвысокого напряжения и с помощью современных информационных систем и технологий BIM (Building Information Model) инженеры разработали два взаимодополняющих инструмента для компьютерного проектирования: HNV и DISAC.

HNV представляет собой платформу для выполнения расчетов в электромеханических, структурных и гражданских проектах. DISAC – это программа на платформе AutoCAD, которая позволяет осуществлять 3D моделирование подстанций в целом и всех ее основных компонентов, таких как коммутационное оборудование, сооружения, колонны и балки, изоляторы, шины, соединения, разъемы и т.д., в том числе подземной части ОРУ (фундамент, заземление сети, канализационные системы, кабельные траншеи и каналы). Такое моделирование позволяет определить различные помехи, зазоры, нарушения, а также сформировать накладную (счет) за материалы.

Обе программы хранят информацию в единой модели подстанции, которая хранится в «частном облаке» в Интернете, предоставляя доступ к модели представителям различных рабочих групп по всему миру.

Инструменты BIM в сочетании с централизованными процедурами стандартизированного конструирования и базами данных, позволили инжене-

рам НМВ повысить их потенциал реагирования при проектировании подстанций высокого и сверхвысокого напряжения, оптимизировать процесс проектирования, снизить затраты, повысить качество, а также содействовать обучению новых конструкторов.

**Доклад ВЗ-102** «Контроллер реактивной мощности в г. Крайстчерч (Н. Зеландия)». Авторы – P. Wang, M. Hodges, N. Matheson (Alstom Solutions Group, Australia), J. Phoon, S. Bell (Transpower, New Zealand).

Контроллер реактивной мощности в г. Крайстчерч (КРМ) – проект, осуществляемый компанией Alstom Grid (Австралия) для компании Transpower (Новая Зеландия) введен в эксплуатацию в ноябре 2011 года и с тех пор успешно эксплуатируется.

КРМ Крайстчерч является пилотным проектом компании Transpower в Новой Зеландии, который осуществляется в соответствии с их видением «системы передачи завтрашнего дня», направленным на повышение пропускной способности существующих линий электропередачи на основе новых подходов. Этот проект состоит из местных КРМ, расположенных в ключевых узлах сети, районных КРМ, расположенных в ключевых узлах передачи или нагрузки, а также при необходимости из региональных КРМ для сетей более широких регионов, таких как Север и Юг острова Новой Зеландии. В конце концов, региональные КРМ могут подключиться к национальной системе для формирования единой системы.

Необходимость применения КРМ возникла в условиях решения следующих задач:

- важность поддержания достаточного резерва динамической реактивной мощности в ключевых областях при сохранении стабильности системы;
- при росте количества динамических и статических устройств компенсации реактивной мощности координация между ними становится все труднее.

Город Крайстчерч географически расположен в центре сети передачи Южного острова. Это ключевое положение, где большое количество электроэнергии передается между гидроэлектростанциями на юге и крупными узлами нагрузки на севере. КРМ Крайстчерч состоит из районного КРМ и двух местных КРМ, расположенных на подстанциях Ислингтон и Бромли класса напряжения 220кВ.

КРМ применяются для:

- управления и обслуживания достаточных резервов динамической реактивной мощности с целью обеспечения стабильности системы и оказания помощи при восстановлении системы после тяжелых системных сбоев;
- контроля узлового напряжения в сети передачи и напряжения на шинах в сети субпередачи;
- координации деятельности различных реактивных установок и устройств контроля напряжения по всей области;

- оптимизации использования активов (динамические и статические реактивные установки, переключатели ответвлений трансформатора);
- минимизации потерь.

КРМ Крайстчёрч является уникальным по нескольким причинам:

- имеет иерархическую структуру, охватывающую обширный район, при этом его контроллеры на нижних слоях способны управлять в реальном времени;
- имеет функцию управления запасом реактивной мощности по глобальной сети, и в то же время реализует цели местного контроля;
- имеет общие планы по стратегии управления и реализации проекта.

**Доклад ВЗ-103** «Технология самовосстановления для «умных» распределительных сетей». Авторы – Xuzhu Dong, Li Yu, Feng Wang, Peng Li, Xiaoyun Huang, Shaoyuan Huang (Electric Power Research Institute, China; Southern Power Grid, Hunan University, Tianjin University, Guangdong Power Grid, China).

Самовосстановление является важной особенностью «умных» распределительных сетей. Оно предполагает наличие способности самовосприятия, самодиагностики, самостоятельного принятия решений и самовосстановления для того, чтобы система работала надежно, безопасно и экономично.

На основе традиционных технологий автоматизации распределенной сети, систем связи и передовых измерительных технологий, контроль самовосстановления распределительной системы был значительно улучшен в части наблюдаемости, управляемости и быстрого реагирования. Вопросы управления распределительной системы с учетом интеграции большого количества распределенных энергетических ресурсов и устройств накопления энергии также могут быть решены с помощью контроля самовосстановления. В работе представлены концепция и особенности технологии самовосстановления, а также стратегии ее управления. Также в работе детально описана работа «НИОКР по технологии самовосстановления для распределительных сетей» из Национальной программы НИОКР Китая.

Применение данной технологии может улучшить надежность системы распределения, сократить количество отключенных потребителей, а также помочь при интеграции и контроле DER, систем накопления энергии и микросетей. Стратегия управления самовосстановлением, проиллюстрированная в этой статье, реализуется на демо-версии интеллектуальной системы распределения.

**Доклад ВЗ-104** «Новое поколение высокоинтегрированных интеллектуальных ПС». Авторы – Peng Sun, Yong Cai, Zhiqian Bo, Tianshu Bi (Hubei Electric Power Company of SGCC, Xuji Group of SGCC, North China Electric Power University).



В статье представлено новое поколение интеллектуальных подстанций на основе современных ключевых технологий и оборудования с особым упором на высокоинтегрированную ПС с ОРУ. Данные ПС реализуются в соответствии с проектом в части интеграции, унификации и модульности с учетом высокого уровня интеграции первичного и вторичного оборудования, устройств ИЭУ, сетей связи, платформ подстанций и пространства для оборудования. В работе рассмотрены следующие вопросы.

Во-первых, рассмотрены методы внедрения электронного трансформатора и выключателя, а также вопросы, связанные с их механической надежностью, допусками изоляции и т.д.

Во-вторых, описан уровень секции с многофункциональными ИЭУ с высокой степенью интеграции, включающими в себя функции защиты, измерения и учета. На уровне процесса, интегрированные ИЭУ включают в себя функции интеллектуального терминала и он-лайн мониторинга, в результате чего существенно оптимизируются вторичные системы. Мощность аппаратной обработки также анализируется на предмет достаточной скорости и резервирования.

В-третьих, показано применение трехслойных макетов одной сети - MMS, GOOSE и объединенной сети SV, а также устройств данных макетов на уровнях процесса и подстанции, которые имеют один выход. Данные устройства были предложены для решения проблемы чрезмерного использования и низкой нагрузки выключателей при одновременном обеспечении надежности в режиме реального времени.

В-четвертых, высокая степень интеграции для платформы подстанции достигается за счет использования полной информации о подстанции в реальном времени с целью централизованного принятия решений для реализации таких функций, как резервная защита подстанции, дифференциальная защита простых шин 10кВ, блок автоматического включения подстанции и перегрузки. Защита на уровне подстанции использует всю информацию о подстанции для оптимизации защиты на местном уровне, а также повышения чувствительности и надежности.

В-пятых, представлены высокоинтегрированные технологии для оборудования с использованием стандартных контейнеров для первичного, вторичного и контролирующего оборудования. Наконец, основная оптимизация может быть достигнута путем соединения шин электронного преобразователя тока, разъединителей и выключателей в одном интегрированном интеллектуальном выключателе, что приведет к уменьшению размеров устройства. Комбинация шины электронного преобразователя напряжения и шины КРУЭ приведет к снижению продольного размера поля распределения мощности, а оборудование класса напряжения 10кВ с использованием распределительного щита КРУЭ будет способствовать дальнейшему сокращению пространства.

Дальнейший анализ технических и экономических преимуществ показывает, что оптимизированная интеллектуальная подстанция может сократить использование площади земли до 46,8 % и здания до 62,5 % по сравнению со стандартным проектированием.

Применение новых цифровых измерительных трансформаторов, слияния сети, иерархической структуры систем защиты и управления, нового оборудования и технологий приводят к значительному повышению надежности оборудования подстанций, удобству его использования, сокращению площадей и уменьшению строительного цикла, которые становятся новой тенденцией развития подстанции.

**Доклад ВЗ-105** «Развитие технологий КРУЭ для соответствия новым требованиям по классу напряжения 420 кВ и выше». Авторы – A. Ficheux, G. Gaudart, N. Toquet, A. Bertinato, J.B. Jourjon, N. Garbi, D. Depres, M. Bernard, P. Vinson, V. Troubat, T. Berteloot (Alstom Grid, France).

Развитие сетей сверхвысокого напряжения (СВН) предполагает все большее использование элегазовых распределительных устройств (КРУЭ). Эта технология имеет много преимуществ, таких как компактность, интеграция в ландшафт, гибкость в принятии решений и т.д. При проектировании КРУЭ, производители учитывают указанные требования, чтобы адаптировать КРУЭ к разработке новых приложений, а также изменениям международных стандартов. В статье подробно описаны последние разработки в части технологий КРУЭ для соответствия новым требованиям по классам напряжения от 420 кВ до 800 кВ.

Оптимизированная конструкция выключателя и сопутствующих компонентов влияет на выбор компактного решения для КРУЭ. Для классов напряжения до 420 кВ, это дает возможность полной стационарной сборки и проведения испытаний на заводе. Тогда собранное устройство может быть отправлено непосредственно на ПС, что сократить объем работ по сборке.

Для энергосистем класса напряжения 800 кВ, компактный дизайн выключателя КРУЭ, оснащенного предварительно проверенным резистором позволяет использовать очень компактную архитектуру. Компактность дает ряд преимуществ в части сокращения размеров при планировке подстанции с КРУЭ, а также увеличения доступности оборудования для операторов подстанций. В конечном счете, этот тип КРУЭ может быть расположен внутри здания, при этом воздействие сейсмических ограничений уменьшается.

Современные конструкторские инструменты позволяют определить подход к оптимизации компонентов. При этом должны учитываться типовые испытания, которые продолжают оставаться важным составляющим.

**Доклад ВЗ-106** «Пример оптимизации конструкции с шиной обработки данных». Авторы – H. Jacques, C. Woolley, G. Tremouille (ALSTOM Grid, France, UK); R. Migné, T. Buhagiar, T. Glauthlin (RTE, France).

С введением МЭК 61850 для ПС переменного тока высокого напряжения, которые также называют «цифровыми ПС», дизайн некоторых частей подстанции подвергся изменениям. Концепция «цифровой подстанции» заключается в оцифровке сигналов рядом с их источником, уменьшая при этом количество медных кабелей низкого напряжения, а также предоставляя возможность проведения мониторинга. Переход от традиционного подхода к

МЭК 61850 неизбежен, так как поставщики разрабатывают системы защиты, управления и телекоммуникационного оборудования нового поколения.

Анализируя опыт реализации предыдущих проектов, инженеры могут оптимизировать решение и по возможности снизить затраты. В работе проанализированы предыдущие проекты ОРУ с учетом экономии средств в части закупки основного оборудования, строительных работ и вторичного проектирования. Однако экономия в области строительных работ реализуется только тогда, когда площадь, занимаемая подстанцией, уменьшена за счет объединения оборудования на базе общей структуры, например, цифровой измерительный трансформатор с выключателем или разъединителем.

Считается, что внедрение «цифровой подстанции» резко сократит количество медных кабелей низкого напряжения с учетом перехода на технологии волоконно-оптических кабелей. Хотя в работе доказано некоторое снижение количества медных кабелей, однако оно не такое серьезное, как можно было бы предположить. Кроме того, в работе показано потенциальное увеличение количества электронных компонентов для создания полностью цифровой системы безопасности, в том числе наличие побочного эффекта избыточности, который может быть компенсирован путем оптимизации реле защиты.

В работе представлены заключения о потенциальных источниках существенной экономии для будущей подстанции с помощью шины обработки данных. Показаны потенциальные изменения в реализации проекта с точки зрения проектирования, необходимого для осуществления и оптимизации цифровых решений. Благодаря операционной совместимости стандарта МЭК 61850, новые концепции и методологии позволят сократить время на проектирование при использовании готовых решений.

Применение цифровых подстанций и внедрение систем защиты с ИЭУ, контроля и телекоммуникационного оборудования по стандарту МЭК 61850 будет расти в части популярности и признания со стороны конечного пользователя, и в конечном итоге станет стандартом для проектирования подстанций. Оптимизация этого проектирования имеет решающее значение для достижения экономии средств. К сожалению, в настоящее время не существует стандартной архитектуры для цифровой подстанции, и проектирование меняется согласно требованиям конечных пользователей.

При сопоставлении цифровых и обычных ПС, был сделан вывод о возможности экономии на некоторых компонентах, в данном случае низковольтных кабелях (31% -экономия труда и 17% -экономия материала), основаниях измерительных трансформаторов (60% с учетом комбинированного решения и 16% без комбинированного решения) и транспорте (11%). Кроме того, дополнительная экономия возможна при модернизации кабельных траншей (размер, маршрутизация) в результате сокращения количества низковольтных кабелей.

**Доклад В3-107** «Ключевые параметры для оптимизации ветровой электростанции: влияние морской ПС». Авторы – J. Yuan, P. Egrot, F. Martin, P. Monjean (EDF R&D1, EDF CIST, France); G. Tremouille, S.Sun (Alstom Grid, France, China).

Так как размеры ветровых электростанций постепенно увеличиваются, они удаляются от берега в более глубокие воды, что оказывает значительное влияние на сеть сбора и электропередачи. Роль этой сети - в том числе обороту среднего напряжения в ветровой турбине, морских подстанций (и) и кабелей передачи, имеет решающее значение для всей электростанции. В нормальных условиях потери электроэнергии при передаче от генераторов ветряных турбин на подстанции могут быть значительными, что обуславливает необходимость оптимизации системы в целях повышения эффективности при минимизации потерь и сокращении инвестиционных затрат. Кроме того, в условиях возникновения отказа, один отказ в такой сети передачи может привести к существенным потерям для генерирующей компании, если конструкция не оптимизирована, и баланс между надежностью и стоимостью не найден. При этом использование только лучших практик эксплуатации наземных ПС и проверенного оборудования не может рассматриваться как наиболее подходящее решение. В этой статье описаны виды воздействия различных определяющих параметров на электрическое оборудование при увеличении напряжения от среднего до высокого в процессе оптимизации больших ветровых электростанций.

В работе рассмотрена ветровая электростанция мощностью 500 МВт, а также ее морская платформа и сама подстанция. Был сделан вывод о том, что использование медного подводного кабеля 66 кВ с топологией «звезда» является экономически наиболее эффективным, чем использование кабеля класса напряжения 33 кВ. Основная экономия связана с отсутствием электрических потерь.

Что касается консолидации всей системы, экономия наблюдается при использовании подводного кабеля класса напряжения 66 кВ в диапазоне от 0,1% до 0,8% по капитальным и операционным затратам (CAPEX и OPEX) (25лет).

Кроме того, применение подводных кабелей класса напряжения 66 кВ решает вопросы, связанные с более низкими уровнями напряжения, например:

- вопрос ограничения допустимых значений подводных кабелей класса напряжения 33 кВ, главным образом связан с ПС класса напряжения 33 кВ, расположенной на платформе. Будущее увеличение количества ветровых электростанций мощностью выше 500 МВт упрощается использовании кабелей класса напряжения 66 кВ.
- тенденция увеличения размеров и мощности генераторов ветровых турбин укрепляется, что было показано для кабелей класса напряжения 66 кВ.

**Доклад В3-108** «Опыт эксплуатации системы передачи класса напряжения 756 кВ компании POWERGRID». Авторы – R.P. Sasmal, S. Sen, R.K.Tyagi, Vijay Srivastava (Power Grid Corporation of India Ltd, India).

Экономика Индии ежегодно увеличивается на 5-8%. Электричество является одним из ключевых ресурсов для такого устойчивого роста. Ожидается,

что спрос на электроэнергию в Индии увеличится до 437 000 МВт к 2027 году по сравнению с настоящим - 125,000 МВт. Первичными энергетическими ресурсами для такого массового потребления остаются уголь и вода. Эти ресурсы в основном расположены в Центральной и Восточной части, а также Северной / Северо-Восточной частях Индии соответственно, при этом наибольшая нагрузка приходится на Западную и Южную части страны. В данных условиях требуется надежная сеть для передачи электроэнергии в географически отдаленные центры нагрузки.

Учитывая данную специфику, компания POWERGRID взяла курс на расширение сети передачи путем разработки системы передачи класса напряжения 765 кВ вместо системы электропередачи постоянного тока классов напряжения 500 кВ и 800 кВ. В последние 5 лет в эксплуатацию были введены 19 ПС 765 кВ с трансформаторами 67000 МВА, 765/400 кВ и 7300 км линий электропередачи. Помимо этого, ряд подстанций класса напряжения 765кВ и ЛЭП находятся на стадии строительства и вводятся в эксплуатацию постепенно.

Система передачи класса напряжения 765кВ впервые была введена в эксплуатацию относительно недавно, и уже на этапе ввода в эксплуатацию стали появляться некоторые проблемы. Производители совместно участвовали в ходе расследования проблем и принятия соответствующих предупреждающих и корректирующих мер.

Тематические исследования показывают, что управляемая коммутация является подходящим инструментом для решения проблем переключения, связанных с элементами систем передачи с высокой пропускной способностью. Важно, чтобы управляемое устройство коммутации было правильно настроено и введено в эксплуатацию в координации с выключателем. Также необходимо внедрить схему ОРУ для получения желаемых результатов и оптимального использования контролируемого коммутационного устройства. Контролируемые параметры устройства переключения очень важны, и должны быть должным образом получены и проанализированы.

Проблемы, связанные с отказами ОПН, установленными на РЗН, требуют тщательного изучения. Все возникающие проблемы были решены в сотрудничестве с экспертами от производителей. Философия ТО для системы класса напряжения 765 кВ по-прежнему находится на стадии стандартизации, так как необходимо больше времени для оценки его производительности в индийских условиях эксплуатации.

**Доклад ВЗ-109** «Опыт эксплуатации по внедрению системы автоматизации ПС вместе с шиной обработки данных 9-2 LE совместимой с традиционными ТТ и ТН». Авторы – V. Shyamala, T. Sai Kumar, Amit Aggarwal, Atanu Biswas (Corporate R&D, Bharat Heavy Electricals Limited, India).

МЭК 61850 является международным стандартом, регулирующим системы защиты, интеграции, управления, контроля, измерения и испытаний на ПС. Применение данного протокола передачи данных в области автоматизации подстанций было весьма успешно с момента его введения в 2004 году.

Модельно-управляемый подход, предложенный в протоколе, привел к значительному снижению стоимости и улучшению производительности системам защиты и управления. В нем также рассматривается возможность взаимодействия нескольких интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) на подстанции. Тематическое исследование, рассмотренное в данной работе, связано с опытом эксплуатации системы автоматизации ПС классов напряжения 132 кВ / 33 кВ по стандарту МЭК 61850. Кратко описан процесс внедрения стандарта с упором на компоненты, топологию сети и системные требования, сформированные после испытаний, проведенных в лаборатории. Также проанализированы вопросы, связанные с коммуникационной системой на уровне процесса и уровне подстанции. В статье также представлен опыт, полученный после 2-х летнего успешного проведения полевых испытаний совместимых устройств для автоматизации подстанции по МЭК 61850. Также были описаны проблемы, возникшие в ходе интеграции разработанного объединяющего устройства для существующей подстанции, состоящего из устройства управления присоединением, сторонних реле и счетчиков, шлюзов, интерфейса Клиента и «человека-машины».

Установленная система автоматизации работала без перебоев в течение двух лет на новой подстанции. Технологии для шины процесса и ИЭУ станционной шины соответствуют тенденции растущего спроса на автоматизацию подстанций.

**Доклад ВЗ-110** «Первая "Цифровая ПС" 110 кВ с использованием МЭК 61850 (-8-1 и-9-2LE) для измерений, защиты и управления коммутационными аппаратами в России». Авторы – Ю.И. Моржин, С.Г. Попов, Ю.В. Коржецкий, М.Д. Ильин (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», Россия).

В статье рассматривается технология, которая в России называется «цифровая ПС». Эта технология основана на стандарте МЭК 61850. Основными компонентами технологии являются строительство надежной сети передачи данных для терминалов ИЭУ (в соответствии с терминологией стандарта «шина обработки данных» и «станционная шина»), а также полевые испытания оборудования от разных производителей для возможности проведения совместной работы (по требованиям стандарта – функциональной совместимости) и дальнейшего использования на практике.

Для решения этих задач под контролем ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» на основе имеющейся экспериментальной подстанции переменного тока класса напряжения 110/10 кВ была создана цифровая подстанция, которая питается от электрической сети класса напряжения 110 кВ региональной сети ОАО «МОЭСК». Полевые испытания проводились на подстанции и в лаборатории.

Структура подстанции: центр управления подстанции с терминалами защиты и ИЭУ для измерения, сеть передачи данных, оборудование синхронизации времени, оптические трансформаторы тока и напряжения, преобразователи аналоговых и цифровых сигналов, расположенные на открытом воздухе. Лабораторная часть представляет собой аппаратное и программное обеспечение комплекса Real Time Digital Simulator (RTD) и других систем испытаний

аппаратного и программного обеспечения (OMICRON CMC 256 plus, PЕТОМ-61850).

С целью создания оптимальной архитектуры среды передачи данных для шины обработки данных и «станционной шины» на ПС различных классов напряжения в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850 был использован полигон. Исследования, проведенные на полигоне, были направлены на разработку технической документации в форме технических требований для первичного и вторичного оборудования, которые могут быть применены к новой технологии.

Выводы:

1. При разработке и внедрении технологии «цифровая ПС» должны быть установлены приоритеты по научно-технической и другой документации в различных временных горизонтах.

2. При внедрении новой технологии этапы могут быть скорректированы не только на основании рыночных принципов, но также включать в себя элементы административных и организационных рычагов.

3. Целостность технологии, создание основных предпосылок для развития нового оборудования может быть достигнуто на основе государственно-общественного партнерства.

**Доклад ВЗ-112** «Технологии проектирования современных ВВ КРУЭ». Авторы – D. Gautschi, K. Pohlink, R. Luescher, Y. Kieffel (ALSTOM Grid AG, Switzerland; ALSTOM Grid, France).

Технологии КРУЭ постоянно улучшаются в отношении компактности, объема элегаза, стоимости и доступности. В сравнении первых КРУЭ, которые появились в конце 1960-х, с современными КРУЭ, например, масса SF<sub>6</sub> стандартного распределительного устройства с двойной системой шин класса напряжения 145 кВ была снижена на 85%, объем почти на 90% и энергия привода более чем на 50%.

Помимо достижений, описанных выше, были проведены улучшения в плане доступности, мониторинга, гибкости и газоплотности. Дальнейшие улучшения могут быть достигнуты с учетом некоторых ограничений физического характера, приводящих к росту стоимости производства. Примером является использование альтернативных газов, таких как сухой воздух или CO<sub>2</sub> в качестве замены SF<sub>6</sub>, которое возможно уже сегодня. Полное замещение SF<sub>6</sub> одним газом, скорее всего, невозможно, однако можно использовать смеси различных газов. Результаты исследований альтернативных газов выглядят многообещающе, и есть шанс, что дальнейшие исследования помогут найти возможную замену SF<sub>6</sub> в качестве изоляционного газа для распределительных устройств.

**Доклад ВЗ-113** «Автоматизация распределительной сети, ориентированная на ПС». Авторы – E. Hedges (Kansas City Power & Light, USA); F. Becker (Siemens Industry, Inc., USA); K. Geisler (Siemens, Industry, Inc., USA).

Основной предпосылкой создания «интеллектуальных сетей» является способность быстрого принятия решений при автоматизации распределительной сети. Благодаря использованию приложений стандартного моделирования и протоколов обмена информацией можно реализовать функциональный, экономически эффективный и безопасный демонстрационный проект по автоматизации распределительной сети на основе модели, ориентированной на ПС. Внедрение иерархической системы управления позволяет достигнуть эту цель путем объединения системы управления Распределительной сетью (DMS) в центре управления, интеллектуальных «агентов» на подстанции и автоматизированных фидерных устройств. В результате, как сегментированная часть верхнего уровня модели распределительной сети, подстанция способна органично координировать работу с центром DMS.

В отличие от первоначальных целей проекта на стадии испытаний было собрано большое количество данных, поэтому проект послужил основой для планирования и реализации системного внедрения успешных технологий и процессов в будущем. Основные «благодетели» этого подхода «интеллектуальной ПС» - это компании, которые ищут рентабельные варианты для оценки и ускорения модернизации сети, координации, стимулирования потребителей и интеграции технологий хранения и возобновления источников энергии. Ниже представлен обзор системных DMS с интерфейсами для систем регулирования спроса и управления распределенными энергоресурсами. Также показано несколько распределительных подстанций с удаленным оборудованием.

Выводы: процесс интеграции этого проекта был усложнен в связи с большим количеством входящих в его состав новых технологий. Тем не менее, большинство из первоначальных целей проекта были реализованы:

- 1) усовершенствованы эксплуатационные данные о критическом оборудовании подстанций в режиме реального времени;
- 2) снижены затраты на эксплуатацию и ТО реле;
- 3) повышена надежность за счет автоматизации;
- 4) повышена эксплуатационная надежность за счет уменьшения частоты и длительности отключений;
- 5) снижена частота кратковременных отключений;
- 6) снижены эксплуатационные расходы за счет автоматизации и дистанционного управления;
- 7) сокращены расходы по техническому обслуживанию с помощью прогнозных стратегий технического обслуживания.

**Доклад ВЗ-114** «Практическое использование систем мониторинга/диагностики для выполнения эффективного ТО, стабильности поставок электроэнергии и оптимального восстановления». Авторы – Y. Matsushita, H. Chida (Kansai Electric Power Co., Inc. Tokyo Electric Power Co., Inc. S. Noguchi); K. Sasamori (Chubu Electric Power Co., Inc. Mitsubishi Electric Corporation).

В статье описано применение систем мониторинга и диагностики с высокоэффективными датчиками для повышения качества эксплуатации и опти-



мизации инвестиций в оборудование подстанций. Обсуждались следующие вопросы:

- автоматическое получение данных по ТО;
- раннее обнаружение места повреждения в КРУЭ;
- мониторинг состояния (ухудшения) газоплотных участков в стареющем оборудовании;
- совершенствование и снижение стоимости системы мониторинга.

В работе были описаны сенсорные технологии для повышения эффективности контроля на распределительных подстанциях. Частота контроля на месте может быть снижена за счет автоматического сбора данных по техническому обслуживанию и за счет использования существующих IP сетей для передачи.

Также была доказана целесообразность применения высокоэффективных датчиков давления элегаза в КРУЭ, включая класс напряжения ниже 154 кВ. Благодаря этой системе датчиков время определения места возникновения неисправности уменьшается до 10 секунд, способствуя значительному сокращению времени отключения электроэнергии.

С помощью указанного датчика давления элегаза утечки элегаза снизились до 0,5% в год. В случае утечки газа из стареющего КРУЭ или элегазовых выключателей, предложен план по переоснащению такого оборудования на основе оценки затрат на владение.

Наконец, продемонстрированы точные и надежные датчики, которые имеют аналогичный КРУЭ срок службы. Новая система мониторинга была поставлена в коммерческих целях для обнаружения утечек элегаза во время работы и указания места повреждения в соответствии со стандартом МЭК.

**Доклад ВЗ-115** «Выбор между размещением устройства постоянного тока на открытом воздухе и в помещении». Авторы – D. Wu, U. Åström, L. Arévalo, R. Montaño, B. Jacobson (ABB HVDC, Sweden).

На преобразовательной подстанции постоянного тока высокого напряжения, место, где расположено устройство постоянного тока, называют площадкой. Наиболее распространенная площадка устанавливается непосредственно на открытом воздухе. В некоторых случаях над устройством возводится закрытый навес. На выбор внутреннего или наружного расположения площадки влияет много факторов, которые должны быть рассмотрены и учтены.

- Опыт эксплуатации устройства постоянного тока при наружном расположении с напряжением полюса до 600 кВ в последние два десятилетия был удовлетворительным, в основном, благодаря применению водоотталкивающих покрытий и изоляции из кремнийорганической резины.

- Проблема неравномерного смачивания горизонтально установленных проходных изоляторов была успешно решена путем применения водоотталкивающих покрытий и изоляции из кремнийорганической резины.

- Подстанционные опорные изоляторы из фарфора с и без водоотталкивающих покрытий были успешно использованы при наружном расположе-

нии с напряжением до 600 кВ. Подстанционные опорные изоляторы из кремнийорганической резины на сегодняшний день также доступны.

- При напряжении полюса 800 кВ также как в загрязненных районах для выполнения технических требований необходимо использовать более короткие пути утечки для изоляторов из кремнийорганической резины и фарфоровых изоляторов с водоотталкивающими покрытиями с учетом предпочтительного наружного расположения.

- Для напряжения полюса 1100 кВ, наиболее привлекательным будет внутреннее расположение устройства.

- Наружное расположение устройства постоянного тока поможет в значительной степени упростить координацию между внутренней и внешней изоляцией для вертикально установленного аппарата, особенно для установок УВН постоянного тока.

- Не смотря на возникновение загрязнений внутри здания, частота и интенсивность смачиваний значительно сокращаются. Если уровень относительной влажности находится под контролем, смачивания загрязнений могут быть устранены. При использовании коротких путей утечки, можно значительно уплотнить конструкцию.

- Основной статьей расходов для внутреннего расположения установки являются затраты на содержание здания. Эти затраты могут быть частично компенсированы за счет сокращения расходов на устройство. Повышение надежности является наиболее важным аспектом при выборе внутреннего расположения.

**Доклад ВЗ-116** «Распределительные ПС с низкой стоимостью и быстрым введением в эксплуатацию». Авторы – N.Kennedy & S.Mulvey (ESB International, Ireland).

Целью данной работы является анализ преимуществ и опыта использования низких по стоимости и быстрых по вводу в эксплуатацию распределительных подстанций. Термин «модульная подстанция» была принят в данной работе для описания ПС такого типа.

За последние 10 - 20 лет в Ирландии быстрыми темпами развивались области городского, коммерческого и промышленного строительства, что привело к значительному увеличению нагрузки на распределительную сеть. Поэтому появилась необходимость в увеличении мощности и повышении надежности функционирования сети за счет модернизации существующего оборудования и средств защиты ВЛ. Однако этот процесс сопровождается появлением некоторых трудностей, например, поддержание бесперебойности поставок электроэнергии для существующих потребителей.

Ирландская электроэнергетическая компания ESB Networks предложила решение по использованию компактных модулей, содержащих КРУЭ и оборудование управления и защиты для обновления ПС класса напряжения 38 кВ, срок службы которых подошел к концу. В рамках проекта модернизации были рассмотрены следующие проблемы:

- высокая стоимость земли в период 2004 – 2008 гг., так как большинство подстанций были расположены в городских районах, где стоимость дополнительной покупки земли будет очень высока;
- сведение к минимуму простоев сети класса напряжения 38 кВ;
- капитальные затраты на строительство;
- строительство и ввод в эксплуатацию.

Философия, положенная за основу модульной подстанции, была следующая: выбранное оборудование может быть стандартизировано; работать необходимо в направлении применения «готовых» решений для обеспечения эффективности сроков строительства, монтажа и ввода в эксплуатацию. Это привело к разработке и согласованию стандартов по параметрам оборудования, количеству секций на подстанции, стандартам по защите ЛЭП и стандартам по защите трансформаторов и управлению подстанцией. Первая из модульных подстанций была успешно завершена в 2008 году.

С начала внедрения модульных ПС в Ирландии были модернизированы двадцать девять ПС класса напряжения 38 кВ, также были установлены модули СН на многочисленные ПС класса напряжения 110 кВ и модули щита управления на три ПС класса напряжения 38 кВ.

Главным преимуществом применения модульных подстанций является возможность установки КРУЭ и шкафов управления и защиты за пределами модулей, а затем «перенос» этих полностью подходящих модулей на подготовленную базу эксплуатируемой подстанции.

С финансовой точки зрения выгоды от использования модульных решений включают снижение затрат на строительные и подрядные работы, сокращение времени на проектирование, снижение затрат на обслуживание, а в некоторых случаях на необходимость приобретения дополнительной земли. В среднем срок строительства модульной подстанции был снижен на 36%. Стоимость модулей и РУ была выше, чем сопоставимая стоимость ОРУ, тем не менее, экономия времени превысила стоимость материальных затрат в долгосрочной перспективе.

**Доклад ВЗ-117 «Стандартизация конфигураций ПС СН на ПС СН/ВН».**  
 Авторы – E.J. Coster, D. Boender (Stedin, The Netherlands).

Для удовлетворения потребностей в увеличении поставок электроэнергии, необходимо модернизировать стареющие ПС. В зоне обслуживания компании Stedin значительное количество подстанций было построено в период с середины 60-х годов до середины 80-х. По ряду причин эти подстанции подлежат замене. Замена подстанций дает возможность пересмотреть основные положения, принятые 40 лет назад и адаптировать их к текущим потребностям.

В работе определены конфигурации стандартных ПС СН (в данном случае: классы напряжения 10, 13 и 23кВ). В работе рассмотрены и оценены с помощью многокритериального анализа пять различных конфигураций шин. Результаты анализа множества критериев показывают, что преимущественной

является концепция двух секций с одиночной и двойной шинами. Отсюда можно сделать вывод, что:

- предпочтительно наличие двух секций в отдельных комнатах;
- применение концепции с одиночной системой шин, в общем, предпочтительней, чем концепции с двойной системой шин;
- применение концепции с одиночной системой шин приводит к упрощению конструкции распределительной сети, что позволяет применять такие функции автоматизации распределительной сети, как самовосстановление сети.

Эти концепции были использованы при замене подстанции Utrecht Leidseveer класса напряжения 50/10 кВ. В программном обеспечении (ПО) имитационного моделирования были рассмотрены три концепции: модель надежности в текущей ситуации, применение концепции двух секций с одиночной системой шин и концепции двух секций с двойной системой шин. Модель надежности была использована для оценки трех концепций по параметрам SAIFI и SAIDI.

Показано, что концепция с одиночной системой шин имеет лучшую производительность. С точки зрения затрат концепция с одиночной системой шин дешевле, чем концепция с двойной системой шин. Тем не менее, для применения концепции с одиночной системой шин необходимо провести адаптацию для поддержания необходимого уровня резервирования в распределительной сети.

**Доклад ВЗ-118** «Проектные требования для КРУЭ класса напряжения 115 кВ, обеспечивающие непрерывность энергоснабжения». Авторы – Kittipong Anan tavanich\*, Nattawut Paensuwan, Suriya Prungkhunmuang, Wutthichai Rungjang (Transmission System Engineering Division, Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), Thailand).

В настоящее время развитие электроэнергетики принципиально обусловлено увеличением спроса на электроэнергию. Рост использования электроприборов в промышленно развитых странах приводит к необходимости строительства новых объектов или повышению мощности существующих.

В работе представлены критерии проектирования для КРУЭ класса напряжения 115 кВ EGAT (Агентство по производству электроэнергии Таиланда), обеспечивающие максимальную непрерывность энергоснабжения. Для этого при проектировании принимались во внимание вопросы инженерии, монтажа и технического обслуживания. В работе проведено фактическое исследование конструкции КРУЭ класса напряжения 115 кВ. Для обеспечения непрерывности энергоснабжения КРУЭ, были предложены дополнительные буферные газовые отсеки и разъединители для разделения шины. Добавление буферных газовых отсеков имеет две основные цели. Во-первых, они служат в качестве безопасного барьера во время технического обслуживания. Во-вторых, они используются для обеспечения будущего расширения КРУЭ без перерывов в электроснабжении. Дополнительные разъединители, установленные на главной шине, в основном используются для секционирования КРУЭ

во время высоковольтных испытаний до восстановления питания. При этом только подсекция, в которой непосредственно проходят данные испытания, должна быть обесточена, в то время как другие могут оставаться под напряжением. Более того, данные критерии были конкретизированы в рамках взаимодействия с производителями КРУЭ с целью оптимизации проектов и выполнения необходимых требований.

## **6.2. Обзор докладов ПТ 2 «Управление жизненным циклом подстанций»**

**Доклад ВЗ-201** «Модернизация и повышение мощности ПС с использованием новых технологий высоковольтного оборудования». Автор – М. Kovalenko (ABB, Argentina).

Современное общество все больше зависит от электрической энергии. Таким образом, с одной стороны существует растущий спрос на электроэнергию, с другой стороны, существует необходимость в модернизации существующих объектов, расположенных в городских зонах, где возможность расширения физического пространства отсутствует.

Выполнение требований к доступности ОРУ обычно достигается с помощью системы из нескольких шин, которые обеспечивают легкий доступ для обслуживания, например, автоматических выключателей. Тем не менее, увеличение количества шин приводит к необходимости увеличения площадей. Следовательно, объем выполнения работ по техническому обслуживанию увеличивается, а их доступность уменьшается.

Использование хорошо спроектированных систем по передаче электроэнергии позволит свести к минимуму количество и продолжительность отключений. Производители ВВ оборудования разработали новые технологии для удовлетворения требований по доступности и компактности ПС. Эти технологии были разработаны на основе ОРУ и КРУЭ, а также их комбинации в виде гибридного РУ.

В данной работе приведены примеры подстанций в Аргентине, часть из которых уже находится в эксплуатации, а часть находится в процессе строительства. Новые технологии, используемые для ВВ оборудования данных ПС, предоставляют новые возможности для проектирования подстанций, что, по сравнению с традиционной конструкцией, дает ряд важных преимуществ.

Ремонт, восстановление, расширение и повышение мощности подстанций возможны при использовании новых технологий, не только для сокращения необходимого пространства, но и упрощения конфигурации подстанции, и самое главное, для повышения доступности и снижения воздействия на окружающую среду.

**Доклад ВЗ-202** «Новая методология моделирования и ее применение на ПС класса напряжения 500кВ». Авторы – E. Betancur, M. Suárez, L. Pabón, (NMV Ingenieros Ltda., Colombia).

В работе предлагается новая цифровая модель, основанная на электромагнитной теории, для оценки эффекта короны в условиях подстанции, где ЛЭП СВН и другие элементы под напряжением сближаются друг с другом и заземленными элементами подстанции. Эффект короны проявляется более интенсивно, когда естественная изолирующая среда (воздух) загрязнена под влиянием атмосферы, растительности, животных, минералов или любого другого вида загрязнений, снижающих электрическую прочность. В этом случае напряженность электрического поля на поверхности проводника становится критической ( $E_0$ ) и рассчитывается по формуле Пика, а появление короны сопровождается некоторыми эффектами, такими как свечение, радиопомехи, шум и выделение газов. Новый метод достаточно эффективно применяется для исследования эффекта короны на ПС ВН и СВН, и сочетает в себе теоретические принципы и примеры практического применения.

Новый метод измерения поверхности равных потенциалов и напряженности электрического поля доказал свою эффективность и простоту в использовании, а также точность и надежность определения присутствия короны на подстанциях и ЛЭП СВН.

Метод позволяет провести эффективный анализ чувствительности к любому конструктивному параметру, который может повлиять на возникновение короны. Он также позволяет получить коэффициенты загрязняющих эффектов, связанных с наличием короны.

**Доклад ВЗ-203** «Управление рисками при проектировании и установке ПС». Авторы – S. Jones, A. Klepac, J. Howland (TransGrid, Australia).

Эффективное управление рисками в области проектирования, монтажа и эксплуатации подстанций позволит свести к минимуму последствия возникновения неконтролируемого риска по результатам осуществления проектов. Управление рисками подразумевает наличие систем и процессов для выявления рисков на начальном этапе проектирования, а также управление рисками на протяжении всего инвестиционного процесса.

Компания TransGrid представила модель риска для инвестиционного процесса, которая классифицирует области основного риска и определяет его статус до утверждения проекта. Эта классификация основана на делении рисков на области, которые имеют потенциал воздействия на жизнеспособность проекта. Структура управления рисками компании TransGrid применяется на каждом этапе проекта для постоянного анализа рисков при его планировании и реализации.

Ввод данных по рискам в управляемую и структурированную систему также имеет долгосрочные цели по созданию базы данных, которая может помочь в предсказании возникновения рисковых событий, более эффективном управлении будущими проектами и оптимизации инвестиционных решений.

Управление рисками снижает неопределенность проекта, поэтому все заинтересованные стороны могут принимать оптимальные решения, иметь реалистичные ожидания и быть хорошо осведомленными о предполагаемых рисках и последствиях.

TransGrid применил методологию управления рисками для инвестиционного процесса всей сети и интегрировал ее в процесс управления инвестиционным проектом. В результате были улучшены сетевые инвестиционные решения и проекты. Интегрированная система управления рисками обеспечивает эффективную систему мониторинга и отчетности, а также наличие библиотеки вопросов для будущих проектов.

**Доклад ВЗ-205** «Новые решения, обеспечивающих безопасное ТО и высокую надежность системы на ПС с ОРУ». Авторы – Mohsen.M.Maarouf\*; Nafesa.M.Osman (Egyptian Electricity Holding company, Egypt).

В работе представлены некоторые практические решения, полученные из опыта эксплуатации и технического обслуживания ОРУ, направленные на обеспечение надежного и безопасного обслуживания, уменьшение потерь электроэнергии и повышение эффективности системы.

В Египте большинство ПС высокого и сверхвысокого напряжения установлено на открытом воздухе и используют схему двойной системы шин с поворотными разъединителями. Рассмотренное в работе РУ класса напряжения 66 кВ установлено в помещении.

Основным недостатком разъединителей поворотного типа является схема соединения с шинами, т.к. они находятся под напряжением в любом положении. Для обслуживания одного разъединителя, необходимо осуществить распределение нагрузки между шинами, чтобы шина, непосредственно соединенная с соответствующим разъединителем, была отключена и заземлена. Это усложняет процедуру проведения технического обслуживания. Во время проведения ТО только одна шина на подстанции находится в рабочем состоянии.

В этом случае при возникновении неполадки на единственной рабочей шине, подстанция будет полностью выведена из эксплуатации с огромными потерями мощности. Все эти процедуры будут повторяться при выполнении ТО для других разъединителей шин. В связи с этим следует заметить, что объем работ по ТО увеличивается за счет использования большого количества изоляторов, поддерживающих стальные структуры на высоком уровне. Большинство человеческих ошибок и несчастных случаев происходит именно в это время, что способствует повышению риска эксплуатации и ТО, уменьшению ожидаемого срока службы оборудования и снижению надежности подстанции и сети в целом.

Решение этих проблем очевидно при использовании разъединителей пантографного или полупантографного типов вместо разъединителей поворотного типа, потому что они полностью изолированы от шин в открытом положении, в этом случае проведение ТО значительно упрощается, а также сохраняется безопасность и высокая надежность системы, поскольку обе шины остаются в рабочем состоянии. В докладе описан дизайн ЗРУ класса напряжения 66 кВ с использованием пантографного разъединителя.

**Доклад ВЗ-206** «Мониторинг частичных разрядов методом УВЧ: опыт эксплуатации КРУЭ класса напряжения 400 кВ». Авторы – P. Prieur,

S. Duboscq, J-F. Penning, A. Sarr, A. Girodet, J-L. Rayon (RTE, EDF, ALSTOM GRID, France).

Мониторинг частичных разрядов (методом УВЧ) был апробирован на ПС Charpenay (оператор RTE). После нескольких лет экспериментов была разработана и установлена в качестве экспериментальной новая онлайн система мониторинга частичных разрядов.

Результаты испытаний мониторинга частичных разрядов (ЧР) повлияли на спецификацию, архитектуру системы, обработку сигналов, выбор компонентов во время ремонта, устойчивость к жестким внешним условиям, конструкцию датчиков УВЧ на всех этапах процесса - от испытаний прочности изоляции на заводе до ввода в эксплуатацию, в том числе на настройку чувствительности параметров, и, наконец, на результат восприятия этой системы конечным пользователем.

Благодаря новейшим разработкам в области УВЧ, таких как распознавание внешних шумов, алгоритмов анализа, процессов разработки и испытаний, увеличение базы данных УВЧ и совершенствование процесса получения данных от датчиков, надежность и достоверность результатов онлайн мониторинга постоянно совершенствуются.

Благодаря этим испытаниям с целью обоснования системы мониторинга ЧР, проверка чувствительности датчиков была выполнена путем возбуждения сигнала УВЧ эквивалентного реальному ЧР. Это испытание также используется для определения пороговых параметров.

Результатами этих работ являются достоверность данных, более точное определение неисправностей и возможность проведения оценки рисков подстанции.

**Доклад ВЗ-207** «Оценка рисков при возникновении внутреннего отказа на компактных (быстровозводимых) ПС». Авторы – E. Dullni, E. Hansen, A. Müller (ABB MV Power Products, Siemens Corporate Techn., Ratingen, Germany Fredericia, Danmark Erlangen, Germany).

В нескольких международных стандартах описаны действия по защите персонала в случае возникновения внутреннего отказа в распределительных устройствах (МЭК 62271-200) или на быстровозводимых подстанциях (МЭК 62271-202). Не смотря на общие испытания и параметры, РУ могут иметь различные конструктивные особенности с различными вероятностями возникновения неисправностей, для которых производитель может оценить риски. Многие авторы до сих пор не могут ответить на вопрос - применимо ли испытание на воздействие внутренней дуги только для части подстанции с высоким напряжением, или оно также подходит для части с низким напряжением. Этот вопрос имеет прямое отношение к сборным подстанциям, которые также используются в промышленных и коммунальных сетях, где поток мощности может быть двунаправленным как, например, на небольших подстанциях на солнечной энергии.

В работе описаны современные процедуры по оценке рисков, применяемые в отношении электрооборудования, а также рассмотрено их применение



при возникновении внутренней дуги в компактных ПС. При оценке рисков основными являются риски по отношению к «жизни и имуществу», то есть нанесение возможного вреда персоналу, а также нарушение эксплуатации или техобслуживания оборудования высокого или низкого напряжения. После идентификации рисков, на основе опыта и экспертной оценки определяют вероятность их возникновения и последствия. Оценка риска также учитывает возникновение обратных токов со стороны низкого напряжения, например, от распределенных энергоресурсов. Из этого анализа рисков по стандарту МЭК 62271-202 выявляют области возможного влияния на ПС, и предлагают решения для производителей и пользователей.

Что касается испытаний на воздействие внутренней дуги, показано, что дополнительное испытание на стороне НН подстанции не сможет существенно снизить опасность для персонала, так как статистика несчастных случаев, например, из Германии, показывает, что большинство несчастных случаев являются следствием халатности персонала во время работы или обслуживания. Усиленная защита от случайного контакта на стороне НН больше приспособлена для уменьшения количества этих несчастных случаев.

Эксплуатация сборных подстанций при изменении топологии сети, а также при эксплуатации подстанции в промышленности, может быть связана с дополнительными рисками. Особое внимание должно быть уделено:

- защите от обратного тока на уровне НН;
- работе под напряжением;
- повышению частоты доступа персонала для работы или технического обслуживания.

Оценка возможных аварийных событий и связанная с ними опасность для персонала, а также анализ статистики аварий приводят к следующим рекомендациям, которые должны быть рассмотрены для будущего применения компактных подстанций:

- защита от случайного прикосновения к токоведущим частям;
- защита от внутренней дуги;
- дальнейшие перспективы применения.

Стандарт МЭК 62271-202 должны быть пересмотрен и изменен с учетом вышеупомянутых рекомендаций. Особое внимание должно быть уделено потенциальной опасности, которая может возникнуть от обратного тока источников распределенной генерации на уровне НН. Что касается испытаний на воздействие дуги, необходимо сделать упор на требования по улучшению защиты подстанции НН.

**Доклад ВЗ-209** «Противоаварийный план Iberdrola, проектирование и опыт эксплуатации». Авторы – Pallarés Castelló, Á.; Adobes Golfe, R.; Tejado Aguilera, J. R., (Iberdrola Ingenieria Y Construcción, S.A.U. , Iberdrola Distribucion Electrica S.A.U., Spain).

В этой статье представлен опыт компании Iberdrola по разработке и использовании мобильного оборудования. В работе также было введено поня-

тие «политрансформатор», его возможное применение и технические исследования по утилизации.

Как показано в работе, важно проводить глубокое исследование оборудования на стадии проектирования. Целью является анализ требований, которым должно соответствовать мобильное оборудование, обращая особое внимание на удобство транспортировки и отсутствие свободного пространства. При этом необходимо учитывать возможность возникновения проблем в будущем (в нашем случае, возможность использования в различных регионах с различными уровнями напряжения и различных коммуникационных протоколов с удаленными диспетчерскими центрами).

Также важна подготовка руководства по вводу в эксплуатацию аварийного оборудования, необходимого для более легкого и быстрого ввода в эксплуатацию. В работе описаны общие исследования по использованию мобильного оборудования на стандартных подстанциях и конкретные исследования об эксплуатации на наиболее важных подстанциях.

В работе изложено как, имея в наличии мобильное оборудование и вышеупомянутые материалы исследований и руководств, Iberdrola разрешила несколько чрезвычайных ситуаций, не только связанных с возникновением аварий, но и касающихся срочных поставок электроэнергии на время строительства ПС. С другой стороны, мобильное оборудование позволило осуществлять восстановительные работы на подстанциях с ограничением времени простоев.

**Доклад ВЗ-210** «Мониторинг частичных разрядов для высоковольтных ПС». Авторы – F. Garnacho, R. Martín, I. Trasmonte, P. Simón, M.A. Sánchez-Urán, J. Ortego, F. Álvarez, A. González, D. Prieto (LCOE, UPM, Unión Fenosa Distribución, Spain).

Периодически на подстанциях, расположенных в жилых, коммерческих и промышленных районах возникают неожиданные отказы, вызванные дефектами изоляции, которые могут привести к большим убыткам, сбоям поставок электроэнергии и аварийным отключениям. Иногда эти отказы вызывают катастрофические пожары и выделение токсичных газов в атмосферу.

Для обеспечения непрерывности обслуживания, на подстанциях необходимо проводить мониторинг и диагностику электрической изоляции. Различные виды измерений (ЧР, тангенс диэлектрических потерь и температура) позволяют определить состояние изоляции электрического оборудования. В статье описаны измерения ЧР в трех основных типах оборудования, установленных на подстанции: силовые трансформаторы, КРУЭ и кабельные системы для соединения силовых трансформаторов с КРУЭ.

В работе представлено интегрированное решение, состоящее из системы измерения ЧР, для проведения комплексного мониторинга ЧР подстанции в целом. Интегрированная система мониторинга ЧР должна автоматически удалять фоновый шум, находить и различать источники ЧР, расположенные в одном месте, и определять тип каждого источника. В работе приведены специ-

альные алгоритмы, основанные на избыточных данных ЧР, которые применяются для определения типа и расположения различных источников ЧР.

Описан реальный опыт компании Union Fenosa Distribucion по применению онлайн мониторинга ЧР на основе нового подхода, по которому система обнаруживает, анализирует и устраняет внутренние дефекты в КРУЭ, кабельных муфтах, силовых трансформаторах.

**Доклад ВЗ-211** «От ПС с выборочными значениями по стандарту МЭК 61850 до коммерческого измерения электроэнергии». Автор – Jakob Widmer (Landis+Gyr AG, Switzerland).

Стандарты МЭК 61850 являются наиболее перспективным сборником стандартов по проектированию коммуникационных систем и систем автоматизации подстанций, признанным электроэнергетическими компаниями. До настоящего времени на рынке не было предложено никаких приборов учета электроэнергии для выставления счетов в соответствии с МЭК 61850. Выборочные значения по МЭК 61850-9-2 можно использовать в качестве входных данных для высокоточного измерения электроэнергии. Средство измерения электроэнергии, как важный элемент процесса выставления счетов на подстанциях, сохраняет и передает значения в систему сбора данных. Стандартами в области связи для счетчиков и устройств сбора данных являются DLMS / COSEM. Кроме того, DLMS / COSEM и МЭК 61850 имеют структуру аналогичную с моделями объектов. Чтобы доказать дееспособность данного решения учета электроэнергии на основе выборочных значений, на подстанциях параллельно с традиционными приборами учета были размещены специальные устройства.

Внедрение новой технологии измерения обладает преимуществами наличия выборочных значений измерений на подстанциях. В частности, датчики с электронными выходами и передача данных через оптическое волокно открывают новые возможности для сетевого учета с выборочными значениями.

Переход к новой технологии будет «безболезненным» с учетом введения новых процессов и новых методов утверждения таких систем в электроэнергетических компаниях.

Очевиден растущий интерес со стороны всех системных операторов в сети передачи к новому методу измерения. Учет сети является важным системным компонентом, поддерживающим систему в целом.

**Доклад ВЗ-212** «Отказы в батарее конденсатора – как быстро определить место возникновения отказа и устранить последствия». Авторы – S. Samineni, C. Labuschagne, S. Chase, J. Hawaz (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA).

Конденсаторные батареи играют жизненно важную роль для компенсации реактивной мощности, тем самым увеличивая мощность системы. Конденсаторные батареи соединяются по схеме «звезда», «двойная звезда» или по схеме моста и могут быть либо заземлены либо нет. Конденсаторные ба-

тарее состоят из ряда однофазных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно для получения желаемого напряжения. Аналогично, каждый конденсатор состоит из множества отдельных элементов - секций, соединенных последовательно и параллельно. Хотя современные конденсаторы достаточно надежны, периодически продолжают возникать отказы как самих конденсаторов, так и отдельных секций.

Важно максимально сокращать время простоя конденсаторов, которое, как правило, тратится на обнаружение неисправного компонента. Определение неисправного конденсатора в батарее помогает вернуть ее в эксплуатацию за минимальный срок. Если на батарее присутствуют внешние повреждения, то обнаружить неисправный конденсатор не сложно. Если внешних повреждений нет, то обнаружение месторасположения отказавшего конденсатора сильно усложняется. Это приводит к необходимости продолжительного отключения конденсаторной батареи.

В работе проанализированы различные конфигурации батареи конденсатора, и предложен способ нахождения неисправных элементов для каждой конфигурации. В докладе также представлены результаты, которые подтверждают жизнеспособность предложенных методов с использованием моделирования энергосистемы.

Методика определения места повреждения может сократить время простоя на 66 – 92% в зависимости от конфигурации батареи.

**Доклад В3-213** «Оптимизированная стратегия по замене оборудования на ПС с учетом управления рисками». Авторы – К. Kawakita, К. Yajima, Y. Matsushita (Chubu Electric Power Co., Tokyo Electric Power Co., Kansai Electric Power Co.); К. Uehara, А. Okada, Н. Nama (Toshiba Corp., Hitachi Ltd., Mitsubishi Electric Corp., Japan).

В последние годы увеличивается количество проектов по замене оборудования на ПС в связи с ухудшением их состояния и старением. Что касается продолжительности срока службы, электроэнергетические компании планируют, что их оборудование будет служить долго, сохраняя рабочее состояние, для того, чтобы оптимизировать свои инвестиции, руководствуясь при этом рекомендациями производителей по сроку службы.

Авторы представляют оптимизированный план по замене оборудования подстанций, который учитывает состояние оборудования и его воздействие на энергосистему. Состояние оборудования оценивалось с помощью анализа растворенных газов (ХАРГ), который является наиболее распространенным методом обнаружения дефектов в трансформаторах. Влияние на энергосистему оценивали в зависимости от конкретных обстоятельств на каждой подстанции и допустимой продолжительности отключений.

Если электроэнергетические компании решат заменить оборудование по истечении его срока службы, то им придется вложить много средств в течение короткого периода времени. Иногда замена невозможна по финансовым причинам или из-за нехватки рабочей силы. Поэтому очень важно оценить затра-

ты на срок службы оборудования надлежащим образом, и свести к минимуму риски, которые могут угрожать нормальной эксплуатации оборудования. В работе на примере РУ показаны важные моменты оптимизированного плана по замене оборудования с учетом анализа стоимости и оценки рисков.

**Доклад ВЗ-214** «Управление сроком службы ВВ оборудования ПС». Авторы – D. Korejtkova, L. Kocis, J. Konrad (DK Consultant EGU HV Laboratory, a.s. Unicorn Systems, Czech Republic).

В работе проанализированы условия, которые должны быть выполнены для эффективного управления сроком службы высоковольтных подстанций. Доклад состоит из трёх частей.

В первой части описаны общие условия. Эти условия распространяются не только на стадию «эксплуатация – ТО», но и включают этапы, которые предшествуют и следуют после этой стадии: закупка, изготовление, доставка и монтаж, утилизация. Для того, чтобы проводить дальнейшую диагностику, мониторинг и оценку срока службы ВВ оборудования, на данных этапах анализируются:

- какая информация должна быть уже включена в технические условия под запрос;
- какие параметры должны быть стандартными, принятыми на заводе или испытанными на ПС;
- как восстанавливать оборудование после сбоя или как его утилизировать.

Во второй части представлен комплексный обзор методов диагностики и мониторинга для различных видов высоковольтного оборудования на подстанции. Внимание уделено анализу различных особенностей методов диагностики и мониторинга, с особым акцентом на мониторинг условий оборудования сети, при котором используются уже имеющиеся в сети данные, полученные от систем управления подстанции, аварийных регистраторов или электрических реле.

В третьей части описано использование всей имеющейся информации для оценки текущих и будущих условий оборудования с целью планирования ТО. Данное планирование основывается на вычислении и визуализации так называемых индексов здоровья, критичности и риска для каждого высоковольтного оборудования в сети по приоритетности. Описанные методы уже применялись на практике в системе под названием ACMart в CEPS (Чешская национальная TSO).

**Доклад ВЗ-215** «Модернизация и восстановление ПС - полная и частичная реконструкция ПС». Авторы – V.Wall, P.Duff (ESB International, Ireland).

В работе описано два различных подхода к реконструкции и восстановлению подстанций высокого напряжения в ирландской электрической сети. Рассматриваются ключевые идеи и факторы, которые следует принимать во внимание при планировании ремонта подстанций. В работе представлено сравнение двух различных философий по реконструкции ПС. Описывается

опыт модернизации четырех ПС в Ирландии. Эти два подхода заключаются в следующем:

- частичная реконструкция оборудования ПС, во время которой замене подлежат только системы управления и защиты или оборудование, обеспечивающее повышение номинальной мощности;
- полная реконструкция ПС с заменой оборудования в полном объеме на современную ПС с КРУЭ с возможностью дальнейшего расширения.

Оба подхода были успешно реализованы на многочисленных проектах в Ирландии. Проекты частичной модернизации на подстанциях Cashla и Flagford класса напряжения 220кВ были завершены в 2011 году, на ПС Carrickmines класса напряжения 110 кВ в 2011 году, а полная модернизация для ПС Carrickmines класса напряжения 220 кВ и Finglas класса напряжения 110 кВ планируется к завершению в 2015 году. Оба подхода имеют свои достоинства, поэтому необходимо тщательно подходить к вопросу их выбора.

**Доклад ВЗ-216** «Надежность ПС ВН/СН с ОРУ и КРУЭ». Авторы – Dragoslav Perić, Miladin Tanasković, Nebojša Petrović (Serbian Transmission System and Market Operator, Utility Company for Distribution in Belgrade, Serbia).

В работе рассматриваются подстанции класса напряжения 110кВ / 10кВ и 110 кВ / 35 кВ. Для расчета надежности оборудования ПС был использован селективный метод, позволяющий все элементы конфигурации сгруппировать в блоки.

Интенсивность и продолжительность отказов были использованы в качестве основных показателей надежности оборудования подстанций. Рассматривались конфигурации с одиночной системой шин и конфигурации с двойной системой шиной на стороне высокого напряжения с ОРУ и КРУЭ. Эти конфигурации являются типичными для сетей передачи и распределения. Показатели надежности рассчитывались при передаче электроэнергии, отключениях всей нагрузки или половины нагрузки. Кроме того, показатели надежности для конфигураций двойной системой шин учитывали различные коммутационные состояния (нормальное состояние, ремонт), что является нововведением. Был проведен анализ чувствительности результатов к изменениям входных данных по надежности оборудования. Анализ подтвердил наличие взаимосвязи различных конфигураций и коммутационных состояний.

**Доклад ВЗ-217** «Опыт управления стареющей ПС в Тайланде». Авторы – S. Kaewchan, K. Petchsanthad (Electricity Generating Authority of Thailand, Thailand); T. SUWANASRI (The Sirindhorn International Thai-German Graduate School of Engineering, Thailand).

Спрос на электроэнергию в Таиланде увеличивается в результате увеличения численности населения и экономического роста, поэтому роль систем передачи резко возрастает. Однако, более 35% подстанций имеют срок службы, превышающий 35 лет. Результаты опроса показали, что оборудование большинства этих подстанций является старым и изношенным. Чтобы не

произошел отказ оборудования, необходимо правильно инвестировать средства на техническое обслуживание, замену и обновление оборудования для повышения эффективности и надежности системы передачи. Для облегчения выбора оборудования с целью последующего проведения ТО или замены, были установлены критерии приоритетности по оценке старения оборудования. Кроме того, был сформирован Комитет по управлению передающим оборудованием. Первым, что сделал Комитет, было утверждение критериев для оценки оборудования подстанций по их физическому состоянию. После этого был запущен исследовательский проект (2012-2013 годы) по разработке Программы для оценки состояния ВВ ПС с целью повышения эффективности работы.

**Доклад В3-218** «Совершенствование безопасности конструкции системы заземления с помощью использования коэффициента сжатия и системы расположения стержней заземления». Авторы – А. Phayomhom, S. Sirisumrannukul (Metropolitan Electricity King Mongkut's University of Authority Technology North Bangkok, Thailand); Т. Kasirawat, А. Puttarach (Provincial Electricity Rajamangala University of Authority Technology Lanna, Thailand).

Metropolitan Electricity Authority (MEA) - распределительная компания, отвечающая за энергоснабжение потребителей на площади 3192 км<sup>2</sup> в Бангкоке и двух других соседних провинциях Таиланда. Конструкция традиционной системы заземления подстанции состоит из сети заземления, расположенной в почве на определенной глубине, а также подключенных к ней заземляющих стержней, находящихся на всей территории ПС. Если удельное сопротивление почвы под ПС выше, чем ожидается, возникает риск для безопасности при возникновении КЗ. Так как напряжение шага ниже, чем напряжение прикосновения, то необходимость его снижения очевидна. Уменьшение напряжения прикосновения является более сложным, так как требует более сложной техники.

Статистика показывает, что одной из самых серьезных неисправностей на ПС является короткое замыкание на подстанции. Такое короткое замыкание генерирует большое количество токов, текущих через систему заземления и рассеивающихся в почве. Эти токи могут привести к повреждению оборудования, и представляют опасность для персонала, работающего в непосредственной близости от подстанции. Поэтому важно учитывать вопросы, относящиеся к ограничениям шаговых напряжений и напряжений прикосновения в конструкциях системы заземления с целью обеспечения безопасности людей.

Для демонстрации удачного выбора конструкции системы заземления рассматривается ПС Pathumwan. В настоящее время ПС эксплуатируется, но в ближайшее время планируется модернизация ее ОРУ на КРУЭ. В связи с этим, система заземления также подлежит модернизации. На данной ПС была использована техника уменьшения напряжения для области, где почва имеет слои с разным сопротивлением: сопротивление верхнего слоя грунта выше, чем нижнего. Техника коэффициента сжатия применяется к конструк-

ции сети заземления в сочетании со способом расположения заземляющих стержней. Более того, это исследование также предлагает технику регулирования заземляющего стержня для подавления напряжения прикосновения. Моделирование и имитация осуществляются с помощью специальной программы CDEGS. Интересно отметить, что: при равной длине проводника, система заземления с меньшим количеством длинных заземляющих стержней по своим характеристикам превосходит систему, имеющую большее количество коротких заземляющих стержней. Когда оптимальный коэффициент сжатия равен 0,7, при наличии длинных заземляющих стержней уменьшение напряжения прикосновения достигает 27% по сравнению с традиционной конструкцией. Для конструкции заземляющей системы с учетом коэффициента сжатия и системы расположения заземляющих стержней экономия составит приблизительно 82,85%.

**Доклад В3-219** «Опыт модернизации конструкции ПС в Катаре». Авторы – M.S.Lee, Y.W.Lee, I.Y.Choi, W.B, Lee, M.S.Kim, J.B.Kim (Hyosung Corporation, Republic of Korea); Mohammed Mansoor Al Dosari, AHmed Naser Al Naser (Kahramaa, Qatar).

На Ближнем Востоке почти все новые подстанции и обновленные старые подстанции укомплектованы КРУЭ.

Для ПС Al Jiffara класса напряжения 66/11 кВ с ОРУ было запланировано повышение класса напряжения до 132 кВ и замены на КРУЭ. Новая подстанция была построена в границах ОРУ существующей подстанции. Две воздушные линии электропередачи были перенаправлены на новую ПС с подземными кабелями высокого напряжения, непосредственно связанными с КРУЭ. Два новых трансформатора мощностью 60МВА класса напряжения 132/11 кВ были установлены для замены существующих трансформаторов класса напряжения 66/11 кВ.

На подстанции Naeeja Super электроэнергия подается непосредственно на два трансформатора класса напряжения 220/132 кВ мощностью 315МВА от удаленной электростанции без распределительного устройства. Новая подстанция класса напряжения 220 кВ с КРУЭ была установлена до установки трансформаторов класса напряжения 220/132 кВ с целью увеличения операционной безопасности и гибкости. Имеющийся кабель класса напряжения 220кВ переключили на новое КРУЭ класса напряжения 220кВ. Система управления и защиты для нового КРУЭ была интегрирована в существующую систему.

Системы мониторинга ЧР были установлены на обеих ПС с КРУЭ, описанных выше. Системы онлайн мониторинга были установлены на трансформаторы для измерения температуры, анализа растворенных газов и оценки состояния вводов.

Ожидается, что количество проектов такого рода будет увеличиваться как на Ближнем Востоке, так и в других частях мира. Данный опыт будет полезен для осуществления подобных проектов в будущем.



## 7. Заключение

Количество участников 45-й Сессии в 2014 году стало рекордным за всю историю CIGRE – более 8500 участников из 85 стран, в том числе 3300 делегатов. Работа Исследовательского комитета В3 в рамках Сессии также была очень плодотворной: наибольшее количество докладов было принято именно SC В3. Техническую сессию SC В3 посетило рекордное количество человек – 815, а также в рамках проведения Технической сессии было получено большое количество ответов на вопросы специальных докладчиков по представленным докладам – 60.

Темы представленных докладов свидетельствуют о широком спектре проблем, стоящих перед энергетической отраслью.

1. Значительный интерес уделяется созданию «цифровых» подстанций, обслуживание которых требует минимального участия человека.

2. В связи со значительным старением оборудования, большое внимание уделяется новым подходам к модернизации и продлению срока эксплуатации подстанций с особым упором на управление рисками.

3. Прослеживается тенденция выбора КРУЭ при замене оборудования на ПС.

4. Продолжают активно развиваться системы мониторинга и диагностики состояния оборудования и подстанции в целом для повышения эксплуатационной надежности.

5. Представлена интересная информация по применению мобильных подстанций.

6. Вопросы экономии площадей при строительстве и реконструкции подстанций в больших городах являются актуальными для многих стран мира.