

出國報告(出國類別：考察)

# 赴澳紐考察「長期電力負載預測及電源開發 規劃之相關技術與作法」

服務機關：台灣電力股份有限公司

姓名職稱：洪紹平 / 綜合研究所 電經室主任

鍾輝乾 / 電源開發處 組長

派赴國家：澳洲、紐西蘭

出國期間：民國 101 年 10 月 23 日至 11 月 02 日

報告日期：民國 101 年 12 月 28 日



## 出國報告審核表

出國報告名稱：赴澳紐考察「長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法」		
出國人姓名(2人以上,以1人為代表)	職稱	服務單位
洪紹平等	十三等九級主任	綜合研究所 電力經濟與社會研究室
出國類別	<input checked="" type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input type="checkbox"/> 實習 <input type="checkbox"/> 其他_____ (例如國際會議、國際比賽、業務接洽等)	
出國期間：101年10月23日至101年11月02日		報告繳交日期：101年12月28日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2.格式完整(本文必須具備「目的地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input checked="" type="checkbox"/> 3.無抄襲相關出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 4.內容充實完備。 <input checked="" type="checkbox"/> 5.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 6.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 7.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 8.退回補正,原因: <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 <input type="checkbox"/> 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 9.本報告除上傳至出國報告資訊網外,將採行之公開發表: <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會(說明會),與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> 10.其他處理意見及方式:	

說明：

一、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。

二、審核作業應儘速完成，以不影響出國人員上傳出國報告至「政府出版資料回應網公務出國報告專區」為原則。

報 告 人	 	審 核 人	單位 主管  	主管處 主 管  	總經理 副總經理  
QP-08-00-F06					



## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴澳紐考察「長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法」

頁數 101 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話 台灣電力公司/陳德隆/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

洪紹平/台灣電力公司/綜合研究所/主任/(02)2360-1250

鍾輝乾/台灣電力公司/電源開發處/主管/(02)2366-6872

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：民國 101 年 10 月 23 日至民國 11 月 02 日 出國地區：澳洲、紐西蘭

報告日期：民國 101 年 12 月 28 日

分類號/目：

關鍵詞：電力負載預測、電源開發規劃、澳洲輸電公司、配電公司、市場操作者、管制機構

內容摘要：(二百至三百字)

因執行能源局委辦計畫「未來電力供需分析規劃研究(3/3)」，計訪問澳洲輸電公司(TransGrid)、配電公司(AusGrid)、市場操作者(AEMO)、管制機構(AER)等四個單位；以及紐西蘭輸電公司(Transpower)、電力管理局(EA)和經濟部(MED)能源資訊與模型小組等三個單位。

其中澳洲輸電公司所蒐集之資訊，包含：(1)長期電力需求預測、(2)長期電

力規劃和(3)輸電公司在電力市場之角色；配電公司所蒐集之資訊包括：(1)配電計畫和(2)配電公司在電力市場之角色；市場操作者(AEMO)蒐集之資訊主要包括：(1)長期電力需求預測、(2)長期電力規劃、(3)市場操作者在電力市場之角色；而管制機構(AER)蒐集之資訊主要包括(1)管制機構在電力市場之角色和(2)管制內容。

而紐西蘭輸電公司(Transpower)所蒐集之資訊包括：(1)電力需求預測、(2)輸電公司在電力市場之角色；電力管理局(EA)所蒐集之資訊包括：(1)電力市場運作機制、(2)電力市場管制；經濟部(MED)能源資訊與模型小組所蒐集之資訊包括：(1)電力需求預測、(2)電源開發規劃。

最後提出三點建議：(1)強化多元與整合之負載預測、(2)強化短期與長期相互搭配之電力規劃、(3)強化不確定性情境下之電力供需規劃。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網(<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

# 目 錄

<b>第一章 前言</b> .....	<b>- 1 -</b>
第一節 出國目的 .....	- 1 -
第二節 觀摩行程紀要 .....	- 3 -
<b>第二章 澳洲電力市場下之電力供需預測與規劃</b> .....	<b>- 5 -</b>
第一節 電力市場概述 .....	- 5 -
第二節 澳洲輸電網路公司(TransGrid) .....	- 6 -
第三節 澳洲能源市場操作者(AEMO) .....	- 9 -
第四節 澳洲電力負載預測 .....	- 12 -
第五節 澳洲電源開發規劃 .....	- 17 -
<b>第三章 紐西蘭電力市場管制機構與分工</b> .....	<b>- 21 -</b>
第一節 紐西蘭電力市場概述 .....	- 21 -
第二節 紐西蘭電力市場 .....	- 23 -
第三節 紐西蘭發輸配電公司 .....	- 26 -
第四節 紐西蘭電力負載預測 .....	- 28 -
第五節 紐西蘭電源開發模型(GEM) .....	- 33 -
<b>第四章 總結與參考建議</b> .....	<b>- 39 -</b>
第一節 總結 .....	- 39 -
第二節 參考建議 .....	- 42 -
<b>附錄一：澳洲電網公司(TransGrid)補充資料</b> .....	<b>- 43 -</b>
一、Introduction to TransGrid & welcom .....	- 44 -
二、Australian National Electricity Market(NEM) & TransGrid Role .....	- 46 -
三、Network Reliability and Non-network Options .....	- 53 -
四、Load Forecasts for NSW Region .....	- 59 -
<b>附錄二：澳洲能源市場操作者(AEMO)補充資料</b> .....	<b>- 65 -</b>
<b>附錄三：紐西蘭輸電公司(Transpower)補充資料</b> .....	<b>- 87 -</b>





# 第一章 前言

## 第一節 出國目的

因執行能源局委辦之「未來電力供需分析規劃研究(3/3)」，為瞭解國外辦理長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法，赴澳洲、紐西蘭等國家之電力公司或相關機構考察其辦理長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法，以檢討分析本案進行未來電力供需規劃之方法及模式。

澳洲自1990年代初期開始進行電業自由化，將垂直壟斷之電業，依發、輸、配、售電之功能進行結構重整，並同時實行民營化及財務區隔。1990年成立產業委員會(Industry Commission)著手進行各項電業改革，其中重要里程碑為1996年5月澳洲政府通過國家電力法(The National Electricity Code; NEC)，要求將發、輸、配電業務加以分離，引進競爭機制，使澳洲電力自由化改革有明確之依據。本次出國擬考察澳洲能源管理局(AER)、澳洲能源市場操作者(AEMO)，以及澳洲電網公司(TransGrid)。除了解其未來電力供需分析規劃相關技術與作法外，並深入探討澳洲電力公司提供民眾可選擇綠色電力價格相關配套措施，以及澳洲政府課徵碳稅與碳排放交易相關規劃機制，以作為我國發展綠色能源與邁入低碳社會之參考。

紐西蘭全國發電量中再生能源之發電量占比高達74.2%，是所有OECD國家中再生能源比重最高的國家。紐西蘭再生能源種類繁多，有水力、地熱、沼氣(Biogas)、木頭及風力等，但以水力、地熱比重最高，分別占全部發電量之56.4%、12.8%；傳統發電則以燃氣、燃煤為主，占比分別為21.2%、4.5%。

紐西蘭電力系統主要由5家電力公司經營，供應全國91%的發電量，分別為Meridian Energy(32%)、Contact Energy(24%)、Genesis Energy(18%)、Mighty River Power(13%)及Trustpower(5%)，其中Meridian Energy、Genesis Energy與Mighty River Power為國營。除上述發電業者外，全國還有一些小型的獨立發電業者及汽電共生業者。一般而言，紐國電力供應具相當水準，電力系統相當穩定。

## 一、 執行策略：

考察澳洲能源管理局、澳洲能源市場操作者、澳洲電網公司，以及紐西蘭電力局、紐西蘭輸電公司、經濟研發就業部下之能源資訊與模型小組，提出相關議題進行討論，包括：

1. 燃料採購成本控制：未來燃料價格預測、儲備燃料政策、燃油價格波動風險…等。
2. 再生能源發展：政府再生能源發電政策、綠色電價…等。
3. 節約能源：需求面管理、節能宣導效果…等。
4. 長期負載預測：月負載與年負載預測模型、重大事件變數設定、區域負載預測…等。
5. 長期電源開發方案規劃：規劃程序如何擬定、再生能源發電規劃標準、發電用燃氣周轉天數規劃、使用燃氣發電因應CO2排放政策…等。

## 二、 預期效益：

透過參訪澳洲及紐西蘭電力管制機構與相關電力公司等，彼此交流、獲取長期電力負載預測方法及電源開發規劃之相關資料，以作為本案進行未來電力供需分析與規劃之參考依據。

再生能源已成世界電業未來電源開發之重要選項之一，澳洲及紐西蘭均全力發展再生能源，紐西蘭甚至是所有OECD 國家中再生能源比重最高的國家，其相關再生能源政策與相關配套措施，可做為我國發展再生能源之參考依據。

此外，雖然負載預測及電源開發規劃應用方法不盡相同，但是，透過實地參訪相互交流下，獲取澳洲及紐西蘭相關研究機構對於該國未來電力供需推估受重大事件影響之分析經驗，亦可作為本案進行台灣未來電力供需分析與規劃時，檢討、修訂之參考依據。

## 第二節 觀摩行程紀要

服務機關：台灣電力股份有限公司

出國人員：洪紹平(綜合研究所電經室主任)、鍾輝乾(電源開發處組長)

派赴國家：澳洲、紐西蘭

出國期間：民國101年10月23日至11月02日

日期	行程概要	
101/10/23~ 101/10/24	去程：台灣桃園機場→澳洲雪梨機場	
101/10/25	考察：澳洲電網公司 (TransGrid)	考察之主要問題： 1.燃料成本：涵蓋價格預測、需求趨勢分析作法…等。 2.再生能源發展：未來再生能源發電技術、政策任務…等。 3.節約能源：需求面管理作法、節能宣導效果…。 4.長期負載預測：未來長期負載預測作法、重大事件變數設定、區域負載預測之作法與考量分析…等。
	去程：雪梨→墨爾本	5.長期電源開發規劃：再生能源發電規劃標準、發電用燃氣周轉天數規劃、使用燃氣發電因應 CO <sub>2</sub> 排放政策…等。
101/10/26	考察：澳洲能源管理局 (AER) 與澳洲能源市場操作者 (AEMO)	6.另依現場提供之資訊進行相關討論。
101/10/27	去程：澳洲墨爾本→澳洲雪梨	
101/10/28	去程：澳洲雪梨→紐西蘭威靈頓	

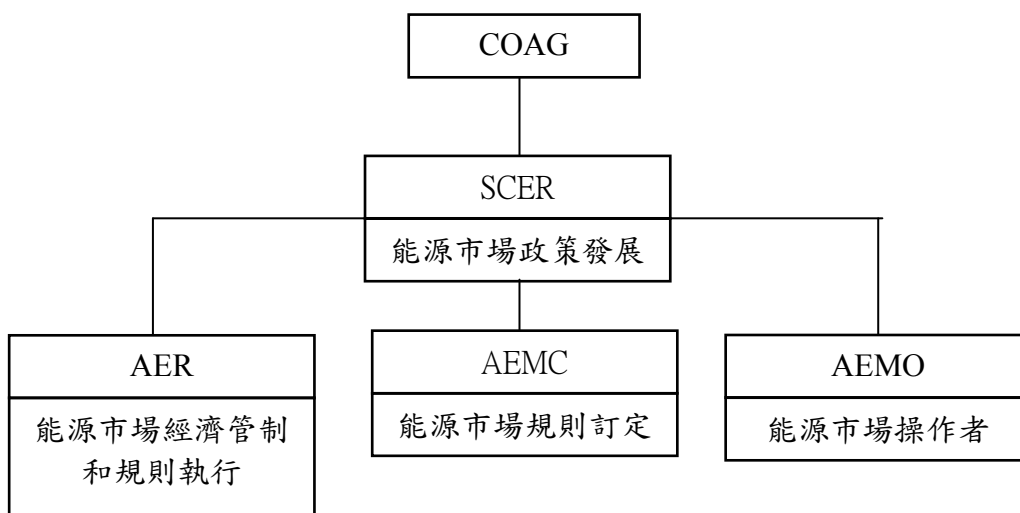
日期	行程概要	
101/10/29	考察：紐西蘭輸電公司 (Transpower)	考察之主要問題： <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 相關電力政策與未來電力市場規劃。</li> <li>2. 再生能源發展與溫室氣體排放相關政策及作法。</li> <li>3. 節約管理及需求面管理作法、節能宣導效果…。</li> <li>4. 另依現場提供之資訊進行相關討論。</li> </ol>
101/10/30	考察：紐西蘭電力局 (EA)	考察之主要問題： <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 未來長期負載預測作法、重大事件變數設定、區域負載預測之作法分析…等。</li> <li>2. 長期電源開發規劃：再生能源發電規劃標準、最新發電技術之規劃等。</li> <li>3. 再生能源發展與溫室氣體排放相關政策及作法。</li> </ol>
101/10/31	考察：紐西蘭經濟研發就業部 (MED) 下之能源資訊與模型小組	<ol style="list-style-type: none"> <li>4. 另依現場提供之資訊進行相關討論。</li> </ol>
101/11/01~ 101/11/2	回程：紐西蘭威靈頓→澳洲雪梨→台灣桃園機場	

## 第二章 澳洲電力市場下之電力供需預測與規劃

### 第一節 電力市場概述

澳洲電力市場基本上可分成北澳、西澳和東南澳三區，其中西澳屬自願性電力池，市場機制存在實質雙邊合約交易，而東南澳轄屬國家電力市場(National Electricity Market, NEM)，為本次訪問及研析對象，主要包括新南威爾斯(New South Wales, NSW)、維多利亞(Victoria)、昆市蘭(Queensland)、南澳(South Australia)和泰士馬尼亞島(Tasmania)五大區域市場，採行強制電力池下之集中交易方式運作，和財務性之雙邊交易避險合約。其電力市場管理結構如下所示：

其中(1)澳洲聯邦政府理事會(Council of Australia Governments, COAG)為最高督導機構(2)能資源常務理事會(Standing Council on Energy and Resources, SCER)主導能源市場政策(3)澳洲能源管制者(Australia Energy Regulator, AER)負責市場經濟管制和規則執行，包括執行國家電力法(National Electricity Law, NEL)(4)能源市場操作者(Australia Energy Market Operator, AEMO)主控市場運作並兼系統操作者，其股權60%來自政府部門，40%來自產業界。



## 第二節 澳洲輸電網路公司(TransGrid)

在整個澳洲的電力市場中，TransGrid 是最大的輸電網路公司，其所擁有的輸電網路系統是在新南威爾斯州(New South Wales)，員工約 1,000 人左右，多為技術的工程人員，高壓輸電線長度約 12,6000 公里，91 座變電所及電廠開關場，淨資產約 62 兆元，網路可用率為 98.99%。

### 一、輸電營收的管制

■ 依據國家電業法(National Electricity Rules)及澳洲能源管制局(Australian Energy Regulator)規定辦理。

■ 所管制未來的營收以 5 年為期間，每一年的營收的上限依下列原則訂定：

- 資產報酬率 X
- 資產於經濟壽齡期間的資本報酬率
- 每一年營運費用的預測
- 應繳稅額

■ 具誘因的管制

- 訂定營收的基線
- 訂定未來 5 年的營收目標
- 所節省的成本得保留
- 訂定績效指標予以獎懲

■ 只要 AER 認為業者所提營運計畫書所列費用合理即予以核准。

### 二、輸電成本結構

市場批發價格約占整個零售價格的50%，而批發市場的價格包括電能成本、輸電損失及輸電費用，其中輸電費用約占18%，依此，輸電費用占整個零售價格的10%不到。

### 三、輸電可靠度標準

一般的輸電準則採N-1，雪梨都會區則是採較高的標準N-2；輸電準則是由

NSW州政府的工貿部(Department of Trade and Industry)所訂定，參考國際電業的作法，並與其他州協調、整合；有可能於未來幾年內再做檢討。

#### 四、輸電系統的規劃及諮詢過程

TransGrid係利用標準的網路規劃技術與工具進行輸電網路系統的擴、新建規劃。在規劃階段，必須指需要性及可行的替代案；依國家電業法規範，在諮詢階段中，必須與市場參與者及其他有興趣的團體等，一起就需要性、可行替代戶方案及如何做出最佳的選擇等進行諮商。

諮詢過程分三部份(含爭議處理)，第一部份為計畫範疇諮詢報告，第二部份為計畫評估報告草案，內容包括若有提呈意見，將納入考量，進行經濟分析及建議優先方案；第三部份為計畫評估結果報告，內容包括將提呈意見納入考量(若有)，針對優先方案做最後決策。

爭議處理只限於可應用經濟檢視及相關定義可解釋的範疇，決策由經濟管制單位來執行，即澳洲能源管制局(AER)；截至目前並無爭議事件發生。

#### 五、無關網路的選擇(Non-network Options)

TransGrid係引領澳洲網路擁有人從事無關網路的採購，如負載管理、需量反應、啟動分散配電系統下的電源，惟無關網路的市場尚不成熟，TransGrid這此一方面的主要工作內容包括：

- 選擇符合成本效益的資源，以滿足特定需求；
- 發展無關網路的市場，主要是與配電公司合作，與大學共同研究，計畫的測試與實証。
- 無關網路選項的重要性已逐漸被認可，並已在電業法中納入 TransGrid 的義務之一，澳洲能源管制局(AER)也極為重視。

#### 六、間歇性發電

間歇性發電能源併入系統後，將對TransGrid的輸電網路造成衝擊，也會對聯結在輸電網路用戶的供電品質產生不良影響；發生的時間點為與系統聯接時及發電運轉中。

聯接所造成的影響包括故障電流、設備加壓、電壓的波動及諧波等。每天連續監測間歇性發電對系統的影響，如頻率控制及電壓變動是AEMO的責任；網路擁有者須負責較長期輸電網路的開發規劃，TransGrid必須確保輸電網路系統在任一重要時間點裡都能容忍間歇性發電源出力的忽高忽低力變化。



## 第三節 澳洲能源市場操作者(AEMO)

管理國家電力市場、監控國家電力市場的可靠與安全、確保足夠的備轉容量滿足供電可靠度水準、遇有電源不足時，指揮發電業者增加機組出力、將需求反映納入備轉容量交易機制中，提升供電能力及可靠度、促使零售市場完全競爭、緊急供電管理。

### 一、供電可靠度水準

在電力即時調度時，必需確保電力供需維持一致；就長期電源規劃的角度言，發電端的供電可靠度標為每年的缺電量期望值不大於0.002%。

### 二、最低備用容量

在短期或即時度時，電力系統必須維持最低備轉容量水準(Minimum Reserve Levels, MRLs)，此一最低備轉容量水準是指維持供電可靠度水準(<0.002%缺電量水準)時所需最少的裝置容量，透過市場模擬的方式來計算；就中期而言(未來8到24個月)，最低備用容量水準是用來決定各發電機組的檢修排程，就長期而言，它是可以用來分析說明各項投資計畫的需要性。

為了確保發電系統在任何時刻的可調度發電容量均能維持在適當的水準，及提供發電業者與輸電公司進行擴充及維修排程的規劃，AEMO會定期公佈短期(未來7天)、中期(未來2年)的系統可靠度評估報告(Projected Assessment of System Adequacy, PASA)，報告中會揭露相關資訊給發電業、市場參與者、輸電網路公司，必要時會啟動可靠度及緊急備轉容量交易機制(RERT)。此外，AEMO也公布未來十年的電力供需展望(Electricity Statement of Opportunities, ESOO)、國家輸電網路系統擴充計畫(National Transmission Network Development Plan, NTNDP)，供投資者進行投資規劃。

### 三、驅動投資的因素

促進投資的三大驅動力：

- 容量肇因--依據供需規劃結果，當發生電源短缺，及每一區域出現低備用

容量情形時。

- 能量肇因—依據長期電能需求及發電能量變化趨勢，利用市場所使用程模擬評估缺電量期望值。

#### 2012年國家電力市場投資驅動力的變化

- 自 2011 年起，每年重新檢討修訂之長期負載預測均呈下滑的情形。
- 在過去 3 年期間，小規模再生能源的開發大幅成長。
- 大規模再生能源開發目標促成持續投資風力電廠的開發。
- 自 2007-08 年起，現貨市場的平均價格持續下滑。

目前國家電力市場投資方向集中在再生能源及尖峰電源的開發，依據已正式對外公開的電源投資計畫中，風力裝置容量高達13,000MW以上，氣渦輪機的裝置容量則超過11,000MW，燃煤基載的裝置容量則僅3,300MW，燃氣複循環電廠的發電容量亦僅3,000MW。

#### 四、輔助服務

對AEMO而言，其主要任務就是維持電力系統的穩定，它是透過即時調度來達成，架構在二個同時運作的控制中心。而確保電力系統穩定所需之輔助服務包括網路控制、全黑起動及頻率控制，其中前二者係由AEMO直接與合格業者洽購，後者則有一交易市場在運作。

#### 五、再生能源開發目標(Renewable Energy Target, RET)

目前再生能源年發電量約137億度，相當於可供應2.1百萬戶的家庭用量，發電占比則約為9%，而政府的開發目標為2020年再生能源的發電占比達20%。

目前風力總裝置容量約2,135MW，興建中且於2012/13年間商轉發電之容量則有608MW。由於風間歇性的特性，在尖峰用電期間的發電出力遠低於其裝置容量。

AEMO依據過去3~4年電力交易市場尖峰用電期間每5分鐘的風力發電出力進行分析，求得風力對提供尖峰用電的貢獻度約為其裝置容量的2.2~8.3%間，各州風場於尖峰用電期間發電出力整理如下表所示。

州別	新威爾斯	維多利亞	南澳	塔斯梅尼亞
夏季	2.2%	6.5%	8.3%	3.5%
冬季	4.8%	7.2%	7.5%	2.9%

2009年在配電系統下的屋頂型太陽光電系統之裝置容量尚不及100MW，但到2012年已增加至1,450MW。由於屋頂型太陽光電系統未直接進入國家電力市場，故AEMO在分析屋頂型太陽光電系統對尖峰負載貢獻時，係以區域尖峰負載反推算得到，太陽光電於夏季尖峰用電期間的發電出力如下：

州別	新威爾斯	維多利亞	南澳	塔斯梅尼亞
夏季	28%	29%	35%	38%

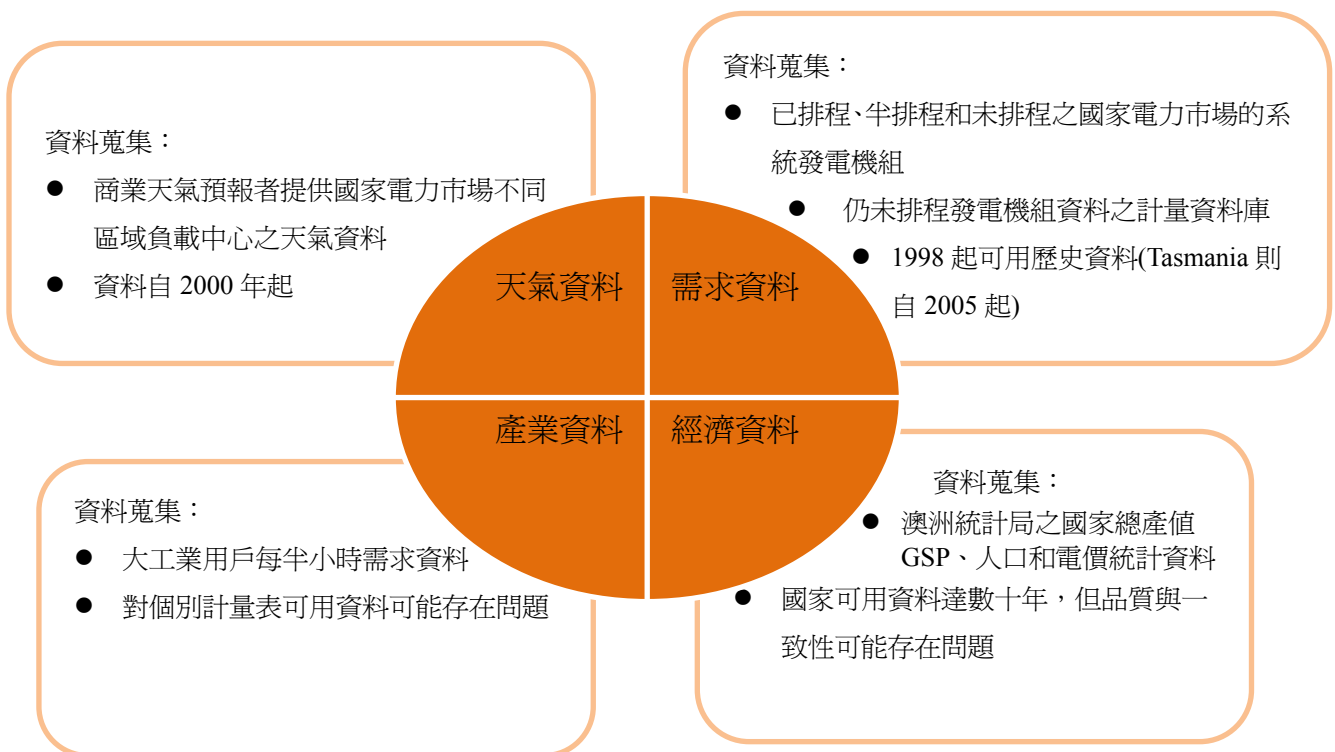
## 第四節 澳洲電力負載預測

市場操作者(AEMO)主導預測模型，包括電能預測與最大尖峯負載預測；輸電公司(TransGrid)亦自行發展其預測模型以決定輸電計畫；而能源管制者(AER)適需要所運用之預測模型則僅適用於審查，以檢驗輸電公司所提報預測合理性。

### 一、市場操作者(AEMO)

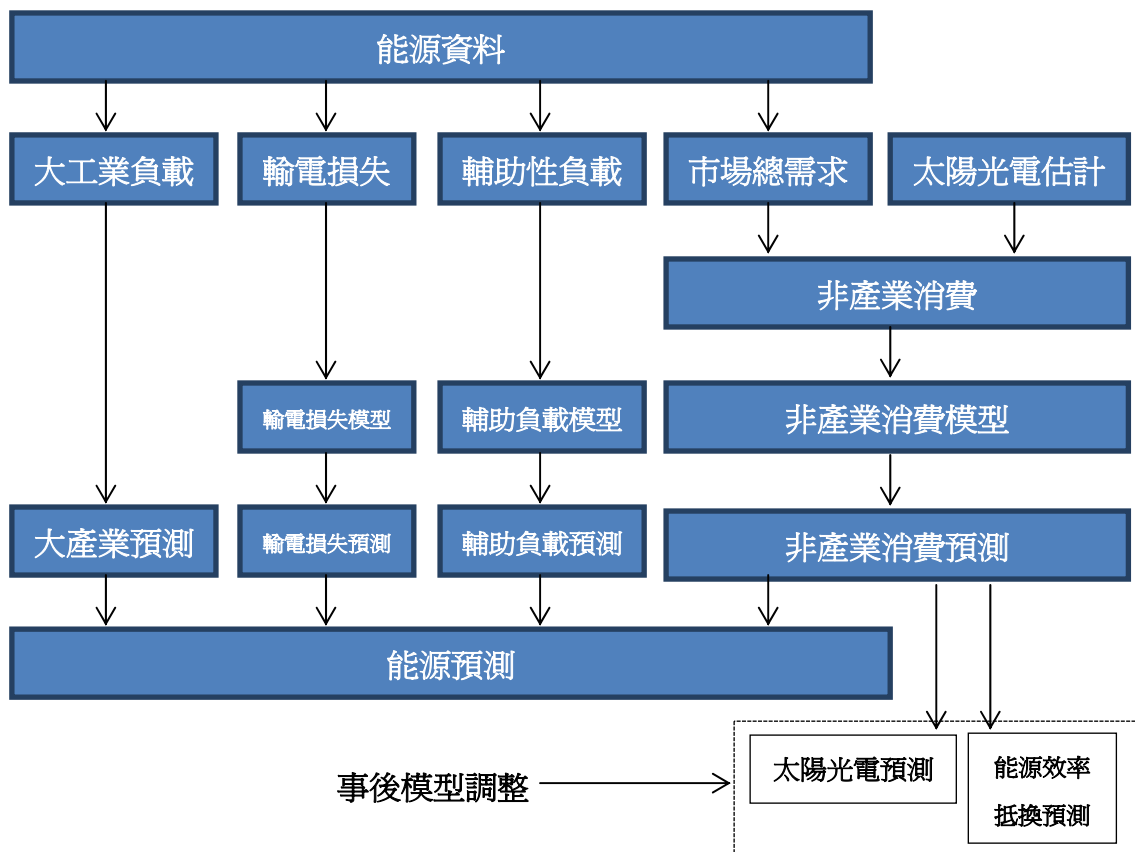
#### (一) 區域負載預測歷史資料輸入

主要包括(1)天氣資料(2)產業資料(3)經濟資料和(4)需求資料，如下圖所示：



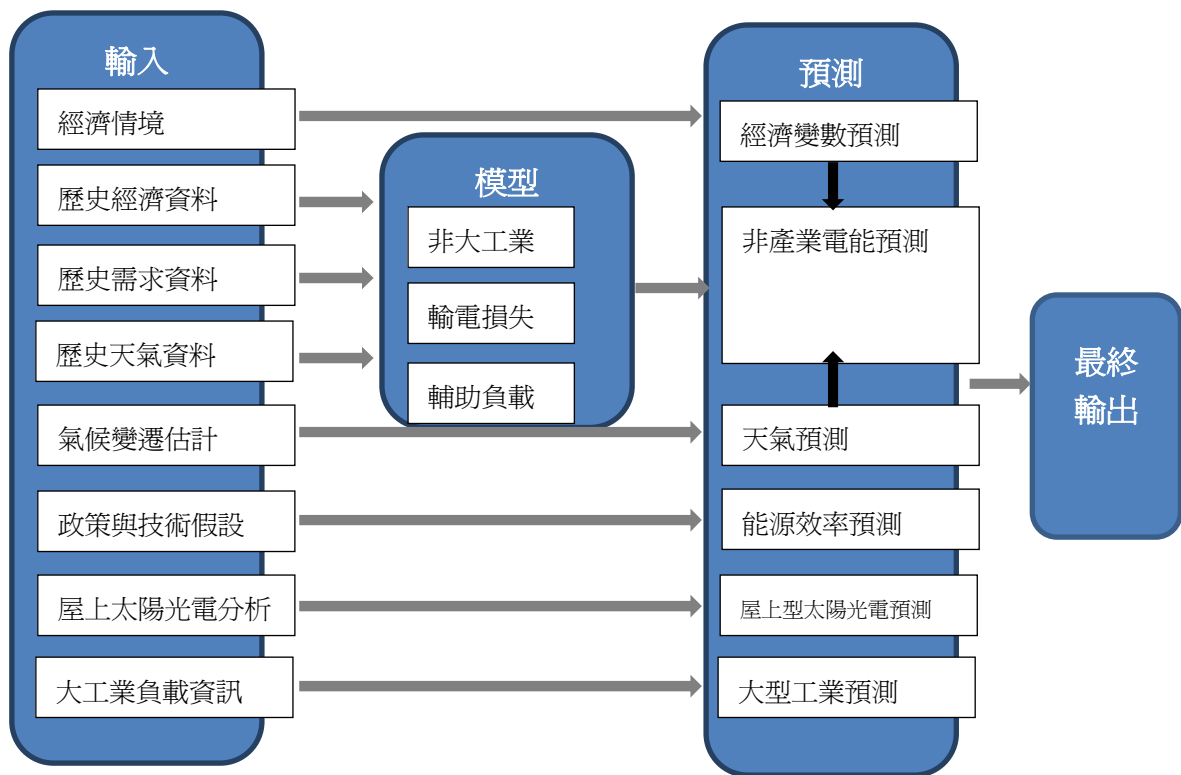
#### (二) 年度電能預測架構

其預測架構主要包括：(1)能源資料輸入：涵蓋大工業負載、輸電損失、輔助性負載、市場總需求和屋上型太陽光電估計等，並經由(2)輸電損失模型、輔助負載模型和非產業消費模型，據以進行(3)輸電損失預測、輔助負載預測、非產業消費預測和大產業預測，綜合成整體電力能源預測，最後則(4)考量太陽光電預測和能源效率抵換預測之事後模型調整，如下圖所示：



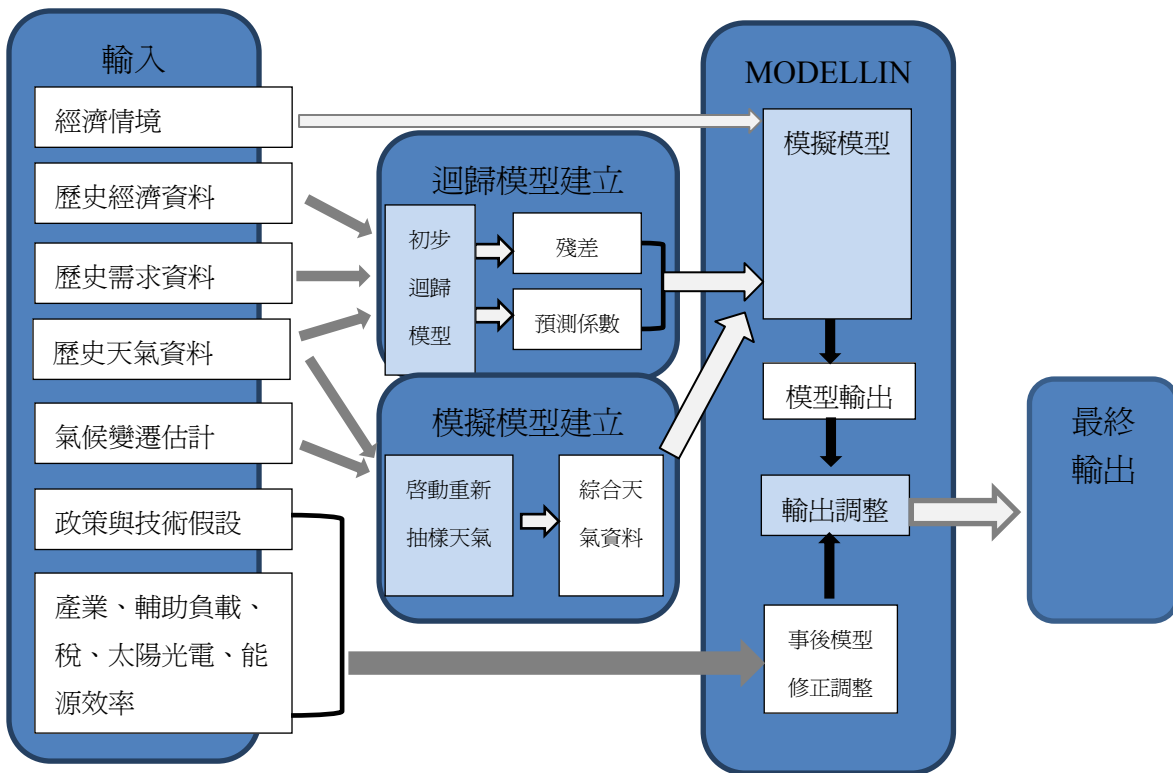
### (三) 電能預測流程

其預測流程主要包括(1)輸入：涵蓋各種不確定性經濟情境、歷史經濟資料、歷史需求資料、歷史天氣資料、氣候變遷估計、政策與技術假設、屋上太陽光電分析和大工業負載資訊等。(2)模型：除主要模型外另涵蓋非大工業、輸電損失和輔助負載等模型。(3)預測：包括經濟變數預測、天氣預測、能源效率預測、屋上型太陽光電預測、大型工業預測和非產業電能預測等，如下圖所示：



#### (四) 最大尖峯負載預測

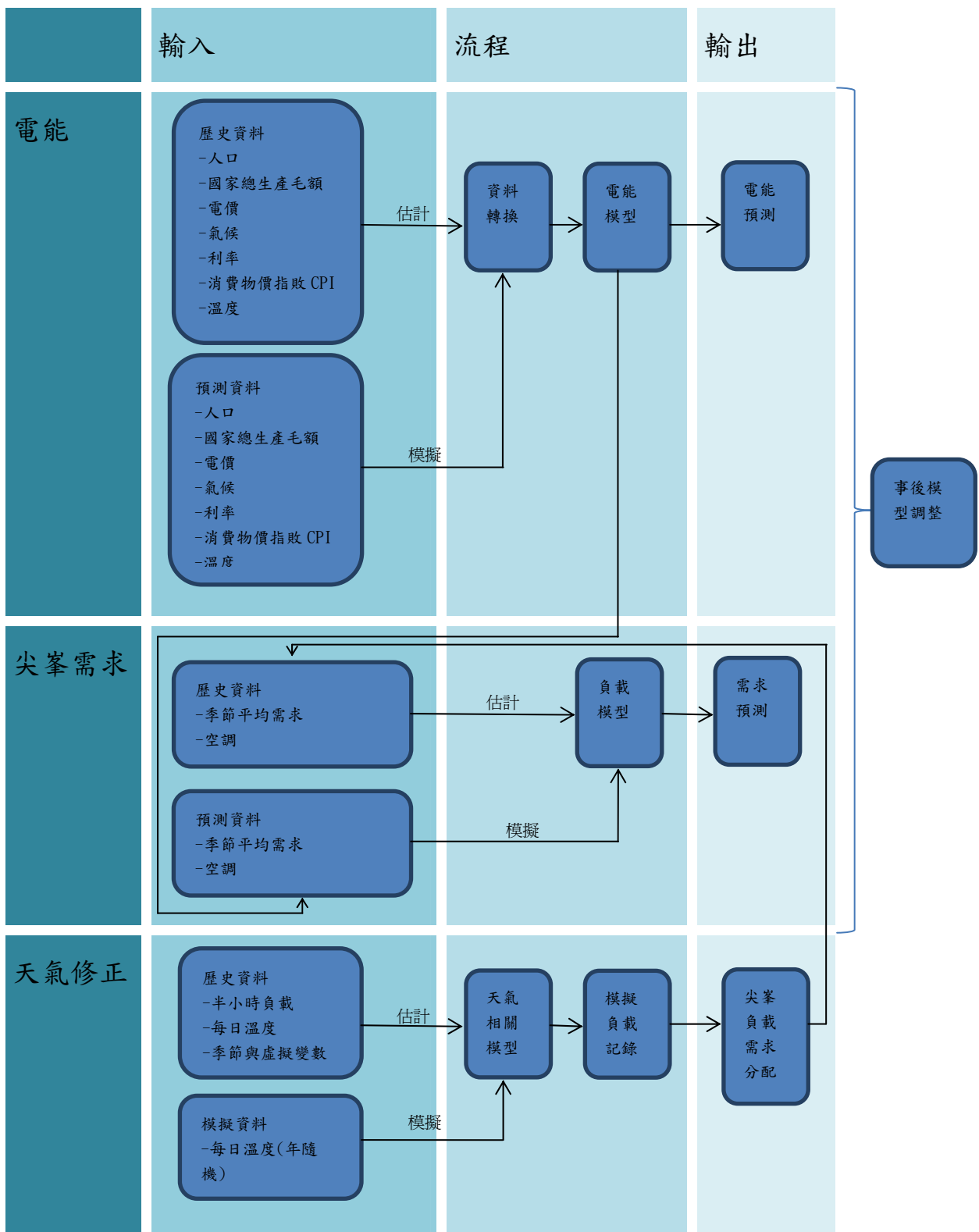
其預測流程，主要包括(1)輸入：經濟情境、歷史經濟資料、歷史需求資料、歷史天氣資料、氣候變遷估計、政策與技術假設和產業、輔助負載、稅、太陽光電、能源效率等(2)迴歸模型：涵蓋殘差和預測係數(3)模擬模型：適用於天氣模擬和(4)事後模型之修正與調整。



## 二、輸電公司(TransGrid，負責 NSW 電網)

### (一) 輸電公司預測模型

輸電公司為考量其輸電計畫投資和網路引接點，亦自行建立其負載預測模型，其預測流程包括：(1)輸入：a.電能-涵蓋人口、國家總生產毛額、電價、氣候、利率、消費者物價指數(Consumer Price Index, CPI)和溫度等之歷史資料與預測資料b.尖峯需求-涵蓋季節平均需求和空調之歷史資料與預測資料c.天氣修正-涵蓋半小時負載、每日溫度和季節與虛擬變數之歷史資料和每日溫度模擬資料。(2)流程：涵蓋資料轉換和電能、尖峯負載和天氣模型(3)預測輸出：涵蓋電能預測、尖峯需求預測和尖峯負載需求分配和(4)事後模型調整。

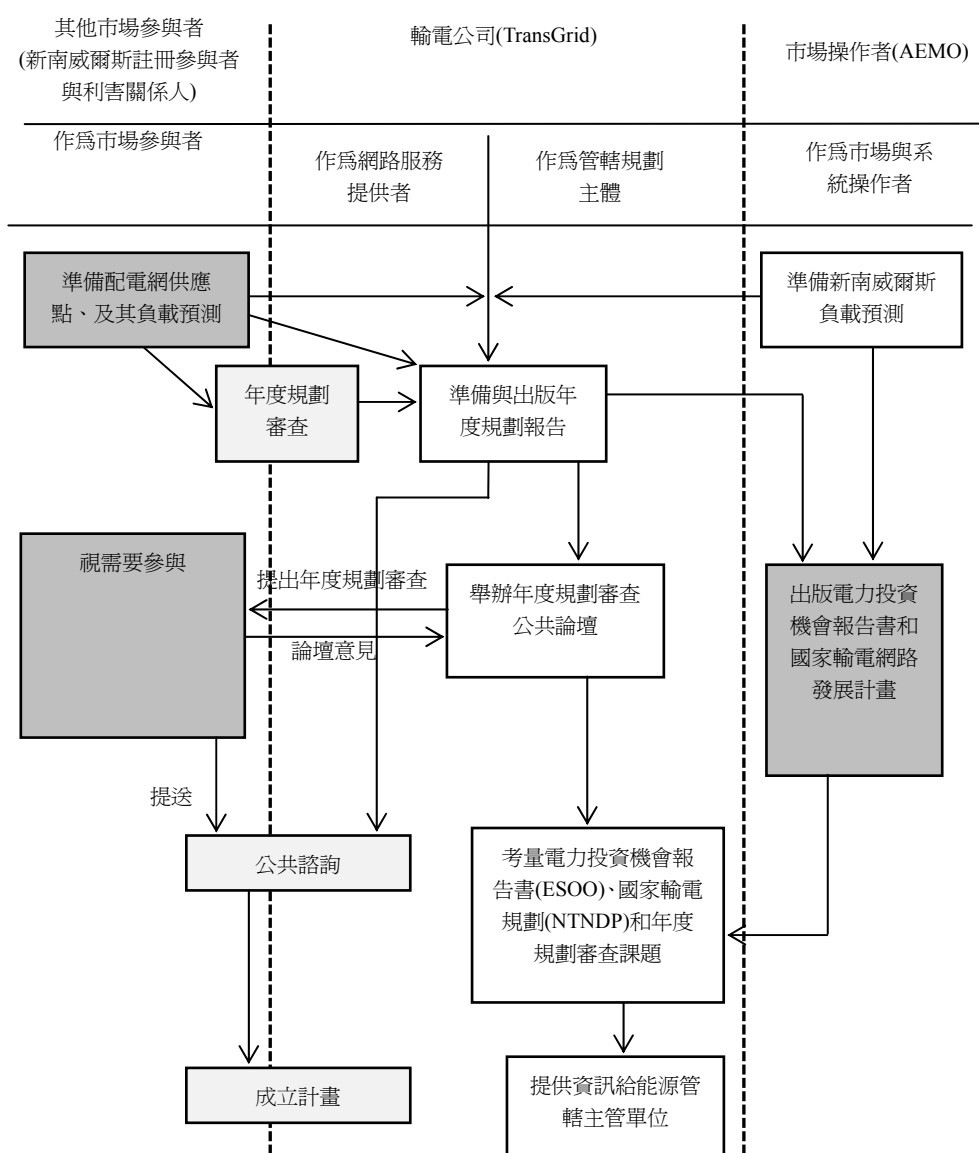




## 第五節 澳洲電源開發規劃

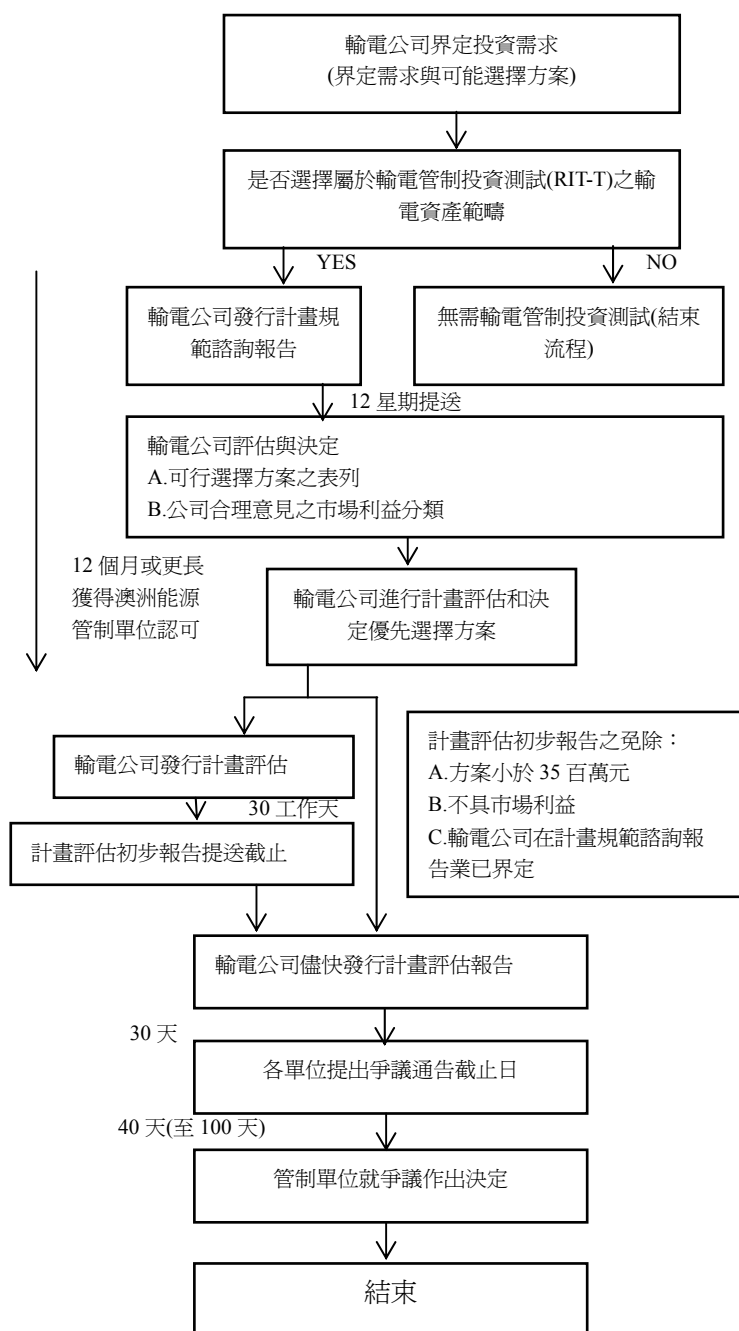
### 一、電力規劃角色與分工

由輸電公司(TransGrid)、市場操作者(AEMO)和其他相關市場參與者相互協同合作下，進行整體電力規劃，包括負載預測、電力投資機會報告(Electricity Statement of Opportunities, ESOO)、國家輸電網路發展計畫(National Transmission Network Development Plan, NTNDP)、年度規劃審查(Annual Planning Review, APR)和公共論壇與公共諮詢等之角色、分工和互動流程，如下圖所示：



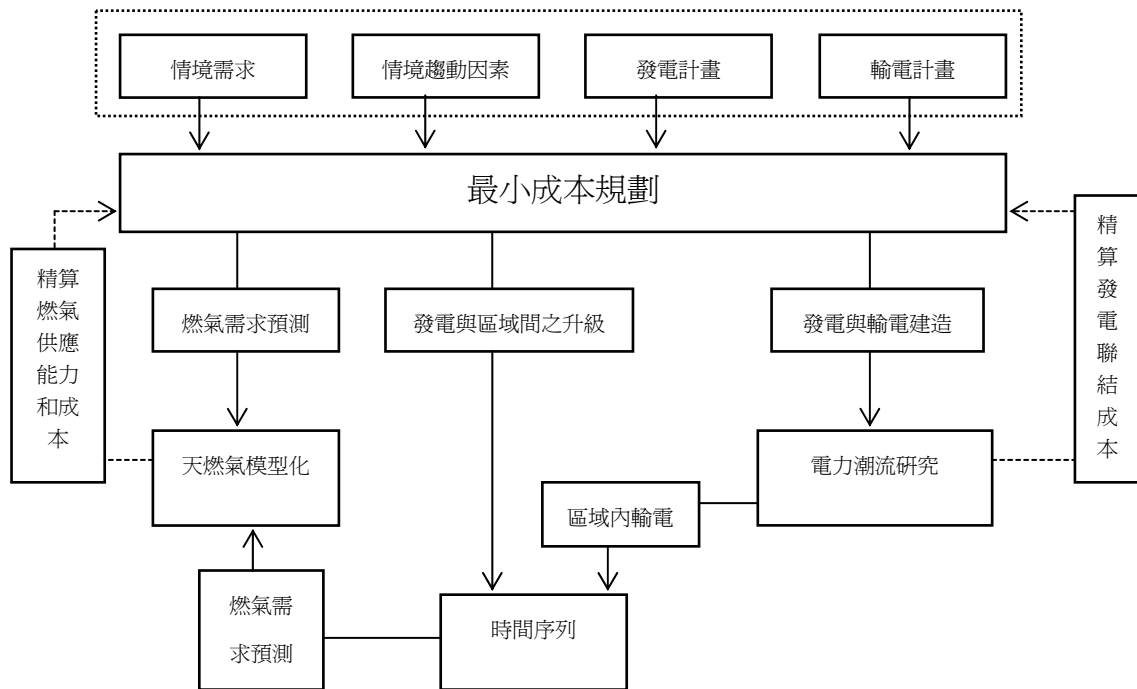
## 二、能源管制者(AER)規劃諮詢流程

其規劃諮詢流程，基本上包括(1)輸電投資需求界定(2)輸電管制投資測試(Regulatory Investment Test-Transmission, RIT-T)(3)輸電計畫諮詢報告(4)輸電計畫優選方案評估和(5)輸電計畫評估報告等，其整體流程如下圖所示：



### 三、電力規劃流程(AEMO)

其整體電力規劃流程包括(1)輸入：涵蓋情境需求、情境趨動因素、發電計畫和輸電計畫(2)方法：情境規劃下之最小成本規劃，涵蓋考量發電聯結成本和燃氣供應能力與成本(3)輸出：涵蓋燃氣需求預測、發電與區域間之升級、發電與輸電建造、電力潮流研究和區域內輸電等，如下圖所示：





## 第三章 紐西蘭電力市場管制機構與分工

### 第一節 紐西蘭電力市場概述

#### 一、電力管制局(Electricity Authority)

2010年電業法(the Electricity Industry Act)通過後，電力管制局(Electricity Authority)即成為電業的主管機關，它的責任為促進電力市場的競爭、確保電力穩定供應及電力市場有效地運作。此外，尚有：

- 管制及調處的责任，包括市場的發展、功能的監控及違約的調查等。
- 除了市場管理功能是由電力管制局來自行管理外，其他有關零售及躉售電力市場的營運均由電力管制局透過合約方式委外經營管理，故對於委外辦理的工作，需進行相關查核工作，如計量電表裝設及驗證機構的查核，查核所有受委託辦理提供相關服務業者所提供報表資料的正確性及規範萬一市場失靈所必須的復原程序。

又2011年的報告中顯示，電力管制局業已完成電業法所列優先辦理事項包括用戶補償，電源短缺時的最低現貨市場價格，提供管理輸電限制造成市場交易價格波動風險的機制，促進大用戶對電力市場環境變動的主動回應，更標準化的輸電費率結構及條件，及改善電力避險市場的流動性。

#### 二、商業委員會(Commerce Commission)

負責審查與核准輸電公司Transpower所提有關輸電系統的擴、新建計畫。

#### 三、經濟發展部(Ministry of Economic Development)

負責長期負載預測及評估發電投資需求。

#### 四、輸電公司 Transpower

電力系統的操作者，負責用電需求預測、管理供電安全及即時批發躉售市場的運作。

## **五、能源效率及節約管制局(Energy Efficiency and Conservation Authority, EECA)**

負責促進能源使用效率提升、節約能源及再生能源開發利用等。

## **六、Jade Software Corporation Ltd(Jade)**

負責零售市場參與者的註冊。

## **七、紐西蘭股票交易所(New Zealand Stock Exchange, NZX)**

負責計算及公布現貨市場的交易價格，電力交易結果的確認與結算(clearing)。此外，NZX尚受委託辦理輔助服務的結算，財務輸電權市場的管理，及維護交易市場的信心的責任。

## **八、計量(Metering)**

計量是零售市場運作的重要工作之一，電業法對電表的功能及維護均有明白規範，包括電表的供應商的責任，電表檢驗的認可標準；目前有20家檢驗機構取得電力管制局核可認證，而所有的讀表檢驗機構必須定期接受驗證。

## 第二節 紐西蘭電力市場

### 一、即時批發躉售市場(Wholesale)

發電裝置容量大於10千瓩或與電網聯結提供電力服務用戶的發電業者均必須在電力批發市場參與競價，而在競價過程中將會考慮輸電網路的限制。發電業者將透過批發資訊及交易系統(wholesale information and trading system, WITS)提送標單，標單內容則包括下一個交易時段的計畫發電量與其所對映的價格。系統操作者(Transpower)則依據排程、計價及調度系統將透過WITS提供的標單做一排序，進而求得滿足用電需求的最低發電成本組合，該組合中最高的投標價格即為該交易時段(30分鐘)現貨市場的交易價格。

由於每一時間點上的電力供需情況都會變動，現貨市場的交易價格也會隨著時間的變動而不同，一般而言，在冬季用電高峰期間的電力交易價格相對較高，反之，在用電負載較低的夏月期間裡，現貨市場的交易價格較低。同樣地，就一天的現貨市場交易價格而言，深夜用電負載較低時，現貨市場交易價格較低，白天用電負載較高的期間裡，電力交易價格也較高，尤其是早上及傍晚用電的高峰期間。除此之外，現貨市場的交易價格也反映發電端或用電端不可預期的變動，如枯水期間水力電力電廠的發電出力下降，必須啟動高發電成本的機組因應時，現貨交易市場價格將增加，反之，遇到豐水期間，交易市場的價格將下降。

現貨市場的交易價格也會因區域不同而有所變動，在計算每半小時的交易價格時，係按整個電網280的連結點分別計算交易價格(包括發電廠注入電網的52個連結點(GIPs)及零售商自電網中取得電力的196連接個(GXPs))。每一聯結交易價格的不同乃是反映輸電損失及限制，也就是說，在電源供需失衡的地區，現貨市場交易價格較高，反之亦然。另一個很重要的現象也會造成電力交易價格大幅增加的原因，也就是說當電源供應吃緊時，現貨市場的交易價格將會遠高於發電業者的最高投標價格。

零售商及一些電力用戶(主要是大的工業用戶)會直接從即時批發躉售市場

直接購入電力，這些即時市場的參與者通常都會進入財務合約，通稱「避險合約」，它可以讓現貨市場交易價格劇烈波動所帶來的衝擊獲得舒緩。故即時與避險市場為構成電力批發市場的主要內涵。此外，批發躉售市場也包括輔助服務市場。

## 二、用戶購電方式

大部份的電力用戶是透過20家的零售業購入電力，但大工業用戶多從電力批發市場直接購入電力，也有一少部份的社區用戶是直接向當地身兼發電業-零售電業-配電業之業者購入電力。

## 三、電費結構占比

電力成本的組成包括每度電的生產成本，交易成本，輸配電網路的成本，一般稅及其他稅捐；對一般用戶而言，後三者的費率均相同，但電力成本卻會因消費者的購買電力安排的不同會有很大的差異。對一般用戶而言，配電成本約占電費的29%，輸電費用占8%、發電成本占36%、讀表占2%，售電(含利潤)占14%，消費稅GST占11%。

## 四、購電費率的決定

大多數的電力用戶均是依事先約定方式向零售電力供應商購入電力，而該購電價格或許是適用所有的用電量，也許是更複雜的計費方式，不同的時間及地點適用不同的價格。

1. 固定費率量可變動之購電合約--購電費率是事先就已經知道，不會隨著現貨市場價格波動或購電量多寡而有所調整，這種費率固定量可變動的合約為一般大多數的用戶所採用。
2. 與現貨價格作連結--對大的商業與工業用戶而言，多是依約定的型式令一部份或全部的用電量反映現貨市場的交易價格。

在紐西蘭的電力現貨批發市場是以每半小時計算交易價格，當用戶是以「費率固定、數量變動」之合約向電力零售業購入電力時，電力零售業者將全部承擔現貨市場價格變動及現貨市場價格高檔期間用戶增加用電的財務風險，故零



售業會在訂價的過程中將此一風險納入電價中，如果用戶是選擇電價與現貨市場交易價格做某種程度的連結，可減少負擔此一風險貼損，但卻需自行負擔現貨市場價格波動的風險。

## 五、避險市場

採固定費率供電合約，電力用戶可完全與現貨市場的交易價格變動隔離；但用戶選擇購電費率與現貨市場價格連結時，就必須思考是全然接受風險？將風險移轉？還是如何將自己暴露在市場價格波動的風險降至最低？財務上的避險合約有：

1. 價差合約(contracts for differences)--為最常見的避險合約，當市場價格高於合約價格時，零售商將合約價格與市場價格的價差付給用戶，反之當市場價格低於合約價格時，用戶會將合約價格與市場價格的價差付給零售商。
2. 櫃檯交易合約(over-the-counter contracts)--在紐西蘭，傳統的避險市場乃是透過櫃檯交易，買方與賣方直接就交易價格進行協商，合約型式可以客制化，具彈性。
3. 遠期合約(future contracts)--它是櫃檯交易的一種替代方案，買賣雙方可以透過澳洲證券交易所(ASX)進行購售電行為。每一季或年的交易單位為1千瓩。遠期交易的優點為交易價格透明，其他市場參與者可以很清楚的知道未來的電力交易價格。

## 六、財務輸電權(Financial Transmission Rights, FTR)

財務輸電權為針對迴避輸電網路2節點間的交易價格差所帶來的風險，此一市場避險合約市場暫2012年底開始運作。

## 七、用戶補償機制(Customer Compensation Scheme)

電力管制局於2011年4月1日正式發布用戶補償機制，該機制可避免發生電源短缺的情形，在該機制係指零售業者於未來任一辦理的大眾節能活動期間將支付合格的用戶每週10.50紐幣，且也可以將該權利提供給具有節能效果的潛在個別用戶。

## 第三節 紐西蘭發輸配電公司

### 一、輸電公司 Transpower

係一國營企業，擁有國家輸電網路系統(電壓從50KV到350KV，包括174個變電所、1000個以上的變壓器及2300個斷路器)，並負責電網路的營運，擴新建規畫等，而其擴、新建計畫必須提送商業委員會(Commerce Commission)審查與核准；

依電業法第7、8章之規定，Transpower操作電網之同時，必須協調發電端與負載端間的變化，確保即時系統的安全。系統操作者的排程、計價及調度軟體系統(SPD)為整個電力市場順利運作的基礎，它除了是將買方(用戶)與賣方(發電業)的標單分別依競標價格作一排序外，在決定市場交易價格時還會將瞬間備轉容量、輸電損失與限制等一併納入考量，在整體成本最小化的前提下決定交易價格。

除負責電力即時市場的操作外，Transpower的責任還包括重大事件的調查及規畫活動，從即時交易前的幾分鐘到數年之久，內容如協調發電機組與輸電線路檢修的排程、協助新電源併入系統及向發電業、零售商及配電業購入必要的輔助服務。為了確保供電安全，Transpower所負的責任還包括辦理未來10年的電力供需展望，評估內容包括規畫的新電源、輸電系統的限制、負載預測及燃料存量等；至於短期(最長到18個月)規畫部份，必須評估提供發電業與用戶有關發生枯水的風險及負載型態的變動等。

輔助服務的內涵共有5種，包括頻率保持(frequency-keeping)、瞬間備轉容量(Instantaneous reserve)、高頻備轉容量(Over-frequency reserve)、電壓支援(Voltage support)及全黑起動(Black start)

### 二、發電公司

紐西蘭發電總裝置容量約1,000萬瓩，其中5家為主要發電公司，合計發電廠數量98座，其所生產之電能占全國發電總量的97%，且這5家發電業代其他業者操作的電廠數亦高達81座，其他之水力、汽電共生、地熱及風力等發電業者

則有35座，所有電廠合計為214座。

紐西蘭在生能源發展情況，2011年水力發電占比高達50%以上，加計地熱、生質能、風力及太陽光電後，再生能源發電占比高達77%左右；而政府再生能源目標為2025年90%的發電能源來自再生能源。惟由於水力發電廠的蓄水容量約可支撐電廠運轉6周左右，故水力發電廠的發電量與降雨量與降雪量有密不可分關係。

### 三、配電公司

紐西蘭有29家配電公司，線路總長度約150,000公里，一些較大的配電公司是為上市公司，大部是信託或是地方團體。

## 第四節 紐西蘭電力負載預測

Transpower 是紐西蘭的國營公用事業，擁有並負責操作國家電網，其長期負載預測係遵循下列原則而設計：

- 呈現不確定性-預測必須能忠實描述結果的可能範圍，而非不切實際的單點預測
- 滿足目的-預測的執行及呈現方式應能滿足電網規劃之需求
- 穩定-每年的預測值不應有過度的變動，且對於任一參數的敏感度不應過大
- 季節性-預測須準確表現出季節趨勢。

為了滿足以上條件，Transpower自 2012 年起使用整合方法(ensemble approach)，以各模型組成套組，蒐集多方觀點，在長期電力負載預測領域屬創新之舉。因為單一模型的結構與參數不確定性較高，因此同時採用多個結構相異的模型，再整合其結果，產生不確定性的分配(distribution of uncertainty)。採用的各模型必須滿足以下條件：(1)容易了解；(2)能產生足夠分佈的結果以呈現不確定性；(3)使用多樣化的輸入參數，以降低對整個套組對單一參數的敏感度。預測項目包括全國/南北島/區域之年/季節負載以及 P90/審慎(prudent)/預期(expected)1 半小時尖峰。其建模方式為先以一組「高階」模型產生由上至下的全國預測值，然後再分攤至各區域，步驟如下：

1. 整理輸入資料
  - 負載需求歷史值
  - 可能的突發性變動(如基督城地震之衝擊)
  - 人口及 GDP 預測值，為計量模型 HLFM 及分攤方法學的重要輸入參數。
2. 開發一組高階預測模式(high level forecasting models, HLFMs)，其中每個模型都能產生全國尖峰與用電的隨機預測，目前共有四個 HLFMs：
  - 計量模型

---

1 P90：以分配之第 90 分位為尖峰，以第 10 分位為谷底。

審慎(prudent)：前五年以第 90 分位為尖峰，之後以和預期尖峰相同成長率增加。

預期(expected):分配的平均值

- 內生模型
  - 任意設定(ad hoc)模型
  - 經發部衍生模型- Ministry of Economic Development(MED) Energy Outlook 的修正版
3. 開發分攤方法學(allocation methodology, AM)，以便將全國預測值分攤至區域。AM 可以產生所有需要的結果，如
    - 季節平均需求
    - 年/季節、全國/南北島/區域半小時尖峰
    - 季節、日/夜、區域的谷底。
  4. 重覆以下步驟 N 次
    - 隨機產生關鍵輸入參數
    - 選擇一隨機 HLFM，依據隨機輸入的參數，用該模型來產生隨機的全國預測值。
    - 依據全國預測值及相對的隨機輸入參數，利用分攤方法學得出所需結果的隨機值。
    - 紀錄結果。
  5. 針對所需的結果項目(如奧克蘭 2017 年的區域尖峰)，整理該項目經過 N 次運算後得出的分配。
  6. 利用該分配決定 P90、預期及審慎等預測值。

以下分別介紹前述四個 HLFMs 模型:

## 一、計量模型

利用 1975 年起的全國年負載與全國 GDP 與人口歷史資料建立。在 1990 後，其間關係因電力密集度下降而改變，因此模型中另加入了電力密集度的降幅做為解釋變數，成為

$$E_y = \exp(-2.695 + 0.5 \log(P_y) + 0.463 \log(G_y) + I_y + \text{white noise}(\sigma=0.012)) + T_y$$

$E_y$ ：y 年的全國用電需求(GWh)

$P_y$ ：人口隨機預測值

$G_y$ ：實質 GDP(95/96 年幣值)隨機預測值

$l_y$ : 隨機的密集度效果 =  $\sum_{i \leq y} \Delta_i$ , 2010 年代之  $\Delta_i = \Delta_1$ , 2020 年代  $\Delta_i = \Delta_2$ , 2030 年代  $\Delta_i = \Delta_3$ , 依此類推,  $\Delta_1, \Delta_2, \Delta_3$  為 iid  $N(0, 0.01)$

$T_y$ : Tiwai<sup>2</sup>於y年的電力需求

此等式的係數皆由迴歸配適得到, 只有  $P_y$  的係數固定為 0.5(因為人口與 GDP 有高度相關性), 如此可使人口與 GDP 的權重大致相等。預測出用電需求後, 須轉變為尖峰負載, 由於尖峰變動較用電需求變動大, 因此此時尚須納入新的變動:

$$D_y = E2P_y(E_y - T_y) * (1 + \text{white noise}(\sigma = 0.012)) + \text{Tiwai peak demand}$$

$D_y$  為第 y 年全國年尖峰(MW),  $E2P_y$  為電量-尖峰轉換率, 為常態分配, 平均值為 0.178, 標準差由為 2011 年的 0 增至 2040 年的 0.01。

## 二、內生模型(The endogenous HLFM)

內生模型不使用計量預測值, 而是依據 1997 年後的全國尖峰成長率的歷史趨勢求得。最簡單的方式是將尖峰負載對時間做直線迴歸, 但容易發生誤導, 因為

- 歷史趨勢在乾早年度受到節電措施影響。
- 歷史趨勢受到工業負載及分散型發電的影響, 此二者成長率可能不會維持固定。
- 未來可能的突發性變化應該納入考慮。

因此, 雖然 Transpower 仍舊執行此一迴歸, 但

- 刪除乾早年資料
- 在迴歸前將可確認的工業負載及分散型發電設備獨立出來, 分別預測這兩者的電力需求
- 依可能的突發性變化調整結果。

近年來(2008-2010)紐西蘭的尖峰有降低的趨勢, 不確定是否會持續或反彈, 因此設定了兩種情境:

- 低機率案: 移除 2010 年資料, 成長率較高

<sup>2</sup> 紐西蘭南島電網最南端負載點, 供電予煉鋁廠 NZAS aluminum smelter(紐西蘭最大單一負載用戶)。

➤ 高機率案:保留 2010 年資料，成長率較低

因為真實的趨勢是未知的，每次由迴歸參數的信賴區間中隨機抽樣，用來做預測。此內生模型可表示為

$Dy = a_i + b_i(y - \bar{y}) + \text{white noise}(\sigma) + \text{隨機的工業及分散發電設備用電} + \text{突發變動}$

其中， $a_i \sim N(\hat{\alpha}, \sigma_{\hat{\alpha}})$ ， $b_i \sim N(\hat{\beta}, \sigma_{\hat{\beta}})$

### 三、任意設定模型(The ad hoc HLFM)

ad hoc 模型係基於 Transpower 員工的主觀判斷，並無理論支持。針對紐西蘭如何由景氣低迷中及電力消費衰退中復甦，Transpower 提出了三種看法：

- 高成長(權重 20%)-尖峰負載(不含 Tiwai)將迅速回復至「2007 年水準加上 2.5%年成長率」路徑上，在 2020 年後則年成長率減緩為 2%。
- 中成長(權重 60%)-尖峰負載(不含 Tiwai)將延續「2009 年水準加上 2%年成長率」路徑，在 2020 年後則年成長率減緩為 1.5%。
- 低成長(權重 20%)-尖峰負載(不含 Tiwai)將長期低迷落在「2009 年水準加上 0.5%年成長率」路徑上，在 2015 年後則年成長增為 1%。

HLFM 先隨機抽出前述看法之一，建立「基本的」尖峰負載成長率  $U_y$ ，然後：

$$D_y = U_y * (1 + \text{white noise}(\sigma_D)) + \text{Tiwai 對尖峰的貢獻}$$

$$E_y = U_y / 0.178 * (1 + \text{white noise}(\sigma_E)) + T_y$$

其中， $\sigma_D$  由 2011 年的 0.02 線性增加至 2030 年的 0.04

$\sigma_E$  由 2011 年的 0.01 線性增加至 2030 年的 0.02

0.178 為尖峰-電力需求比率

### 四、經發部衍生模型(The MED-derived HLFM)

此模型主要是基於經濟發展部發布的 Energy Outlook 預測。Transpower 認為經濟發展部的看法很重要，因此一併納入預測程序中。但是，因為經發部的預測只有全國年電力消費量，沒有尖峰負載，也僅有期望值，而未考量年與年間的隨機變異，因此必須先加以修改。步驟為：

- 隨機抽出經發部的一項預測值(機率主觀設定為高成長 20%，中成長 60%，低成長 20%)
- 求出預測的成長率(以相對於 2005-2009 年平均值表示)
- 利用此成長率由歷史實績推測未來總電力需求。
- 乘上預期尖峰-預期電力需求比率(可依時間隨機變動)
- 電力需求與尖峰皆容許年與年間的變動

本模型未納入經發部未考量的突發性變動，可寫為：

$$Dy = Uy * P2Ey * (1 + \text{white noise}(\sigma=0.02))$$

$$Ey = Uy * (\text{每年小時數}/1000) * (1 + \text{white noise}(\sigma=0.015))$$

$Uy$ ：2005-2009 全國電力需求 \* MED 估算成長率

$P2Ey$ ： $1.47 + \max(0.2, (y-2010)/30)$  \* 分配為  $N(0,0.1)$  的隨機變數

各模型及整合後(overall)的預測結果如下圖所示。

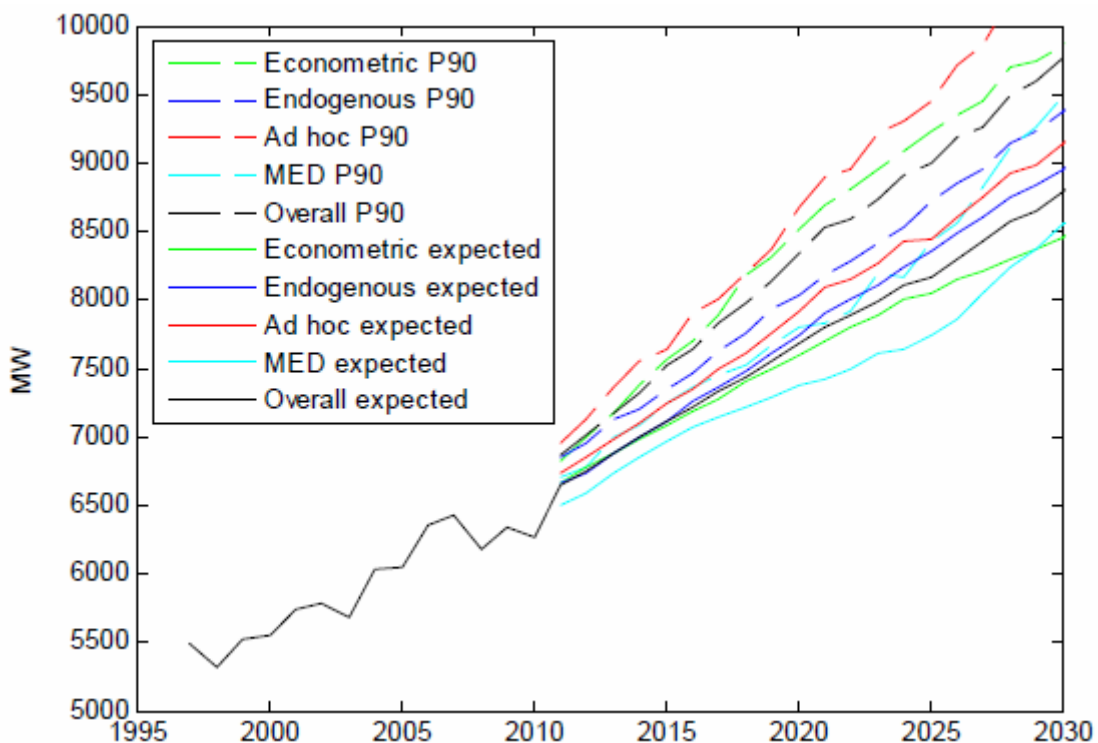


圖 紐西蘭全國尖峰預測結果



## 第五節 紐西蘭電源開發模型(GEM)

### 一、GEM((generation expansion model)模型概述

GEM模型係由電力管制局(Electricity Authority, EA)開發，它是用來決定未來30年以上的長期電源開發規劃模型，它決定：

1. 開發那些新電源，考量的發電技術包括風力、水力、地熱、基載火力、尖峰火力；
2. 何時興建；
3. 新增加的開發容量(MW)；
4. 在何處興建，在北島或南島？

依據所輸入未來的供電量及尖峰負載成長需求，程式會自風力、地熱、燃氣複循環等基載電源中選擇開發何種新電源，或是為滿足尖峰負載需求，或因應枯水期，或風場因無風而停止發電，選擇增建尖載電源氣渦輪機。

GEM模型會依據滿足各限制條件下的各種可能發電組合計算總發電成本，包括新建電廠的投資成本及營運費用，並從中選擇成本最低者的電源開發組合做為未來的電源開發方案。在追求成本最小化的過程中，它並未考量各個發電計畫執行上可能碰到的問題，但使用者可以設定何種新電源於何時方可加入系統，或於某一特定年加入發電行列。

在GEM模型中，北島與南島間的超高壓直流輸電線(HVDC)的輸電容量亦納入考量。既有機組的退休時程是一內生變數，使用者可以輸入既有機組延長使用年限所需要的費用，GEM模型會決定該機組退休與否。

GEM模型可以輸入3個有關係統安全的限制條件，「冬天備轉容量(winter capacity margin)」為其中之一，該備轉容量標準相當於冬月的尖峰負載加780千瓩。

### 二、GEM 模型輸入的假設參數

主要的假設參數：

1. 各種可行的發電技術

2. 各種發電技術的投資費用及商轉後的營運費用
3. 各種發電技術的運轉參數，如火力機組的熱耗率、風力機組的容量因數等等能源
4. 可使用的燃料上限及其成本
5. 碳排放成本

可供電發電使用的天然氣量係來自SADEM(Supply and Demand Energy Model)模型，該數值大小係從總生產量扣除非電力部門的使用量；而天然氣價格也是來自SADEM模型的評估結果，即需求曲線與供應曲線的交點；其他來自於SADEM的參數資料有柴油價格、煤炭價格、二氧化碳價格及匯率。

### 三、電價預測

電力躉售價格的預測是利用定性分析(deterministic)模式推估，它反映新增電源的長期邊際成本(Long Run Marginal Cost, LRMC)；所謂LRMC係指在確保新電源獲利的情形下，淨現值(NPV)將等於零(0)，而所採用的8%的折現率係指稅後(post tax)、實質的(real)。

GEM模型包括可以計算新增電源長期邊際成本的子模型，也可以計算每一電源每一季的發電量，而每一季的發電量又可細分至9個區塊。當LRMC與發電量資料進入價格最適化子模型中，或線型規劃程式中後，可一求得每一負載區塊的市場價格，及每一新電機組自市場中所獲得的價格，而此一價格不是等於LRMC，就是大於LRMC。

GEM模型也附有計算短期邊際成本(Short Run Marginal Cost, SRMC)的子模型，它是用來計算既有火力電廠的獲益(earn)，該獲益至少需等於該機組的SRMC，即反映所有的變動成本(\$/MWh)，對火力機組而言，包括占比較高的燃料成本。

對於一個極為複雜的現貨市場而言，GEM模型是一個簡單的數學模型而已；在現貨市場中，大多數發電業者的投標價格是以短期邊際發電成本為基礎，從電廠投資者的角度而言，若未來市場的交易價格水準是無法達到長期邊際成

本水準時，發電業不會投資新建機組，新電源的開發將會因此而延後；在負載持續成長下，將導致電源不足，最後終將導致電力交易價格上揚(調度高發電成本的機組)，趨向於長期邊際成本，引導發電業者投資興建電廠。

#### 四、電價最適化之計算式

電價最適化模型(Price Optimisation Model, POM)是利用GAMS語言撰寫，是一線性規劃程式，它的目標函數為總營收最小化(to minimize total revenue)，

目標函數：

$$\text{Minimize } \sum_g \sum_y \sum_t \sum_{lb} \sum_{hy} \{ P_{y,t,lb,hy} * \text{Gen}_{y,t,lb,hy} \}$$

其中，

$g$  = 各發電機組

$y$  = 預測期間(2011 至 2040)

$t$  = 季別(1 至 4 季)

$lb$  = 負載區塊(1 至 9 個區塊)

$hy$  = 水力發電資料(1998 至 2007)

$p$  = 由線性規劃法求得的價格參數(某一年、某一季)

$\text{Gen}$  =  $g$  電廠在某一年、某一季的發電量(MWh)，它是來自 GEM 的結果

限制式：

$$\text{限制式 1 } \text{Ann\_rev\_new}_{y,k} \geq \text{LRMC\_rev\_new}_{y,k}$$

其中，

$$\text{Ann\_rev\_new}_{y,k} = \sum_{g=\text{new}} \sum_t \sum_{lb} \sum_{hy} \{ P_{y,t,lb,hy} * \text{Gen}_{g,k,y,t,lb,hy} \}$$

$$\text{LRMC\_rev\_new}_{y,k} = \sum_{g=\text{new}} \sum_t \sum_{lb} \sum_{hy} \{ \text{LRMC}_g * \text{Gen}_{g,k,y,t,lb,hy} \}$$

$k$  = 新興發電技術(如風力、燃氣複循環、水力等等)

$$\text{限制式 2 } \text{Ann\_rev\_exist}_{y,g} \geq \text{SRMC\_rev\_exist}_{y,g} * \text{SRMC\_margin}$$

其中，

$$\text{Ann\_rev\_exist}_{y,g} = \sum_{g=\text{exist}} \sum_t \sum_{lb} \sum_{hy} \{ P_{y,t,lb,hy} * \text{Gen}_{g,k,y,t,lb,hy} \}$$

$$\text{SRMC\_rev\_exist}_{y,g} = \sum_{g=\text{exist}} \sum_t \sum_{lb} \sum_{hy} \{ \text{SRMC}_{g,y} * \text{Gen}_{g,k,y,t,lb,hy} \}$$

$\text{SRMC}_{g,y}$  = 既有電廠  $g$  在  $y$  年的短期變動成本

$\text{SRMC\_margin}$  = 調整因子，目前設定為 1.1，即每一既有電廠的獲

益均較其短期邊際成本高出 10%。

$$\text{限制式 3 } Lb\_rev\_existCCGT_{y,g,k,t,lb\_sub,hy} \geq SRMC\_rev\_existCCGT_{y,g} * CCGT\_TOP$$

其中，

$$Lb\_rev\_existCCGT_{y,g,k,t,lb\_sub,hy} = \sum_{g=exist} \sum_{k=GGCT} \{ P_{y,t,lb\_sub,hy} * Gen_{g,k,y,t,lb\_sub,hy} \}$$

$$SRMC\_rev\_existCCGT_{y,g} = \sum_{g=exist} \sum_{k=GGCT} \{ SRMC_{g,y} * Gen_{g,k,y,t,lb\_sub,hy} \}$$

CCGT\_TOP = 介於 0 與 1 之間的因子，目前設定為 0.5

lb\_sub = 負載區塊的組合，但不包括離峰負載區塊(編號 6)

CCGT\_TOP 因子係代表未簽署「不提氣亦需付款(take or pay)」供氣合約的占比，故限制式 3 的右邊即為燃氣複循環機組的邊際燃料成本，故也決定了每一負載區塊(不包括第 6 區域)的最低價格。

$$\text{限制式 4 } P_{y,t,lb=1,hy} \geq P_{y,t,lb=2,hy} : P_{y,t,lb=2,hy} \geq P_{y,t,lb=3,hy}$$

依此類推至第 9 個負載區塊；其目的乃在確保高負載區塊的價格大於或等於低負載區先的價格。

$$\text{限制式 5 } 10,000 \geq P_{y,t,lb,hy} ;$$

$$25,000 \geq P_{y,t,lb=4,hy} ;$$

$$SRMC\_Whiri_y \geq P_{y,t,lb=7,hy}$$

這些限制式提供了各負載區塊的價格上限。

## 五、冬天備轉容量率

依據電力局的「電力供應安全與資訊政策(Security of supply forecasting and information policy)」，冬天備轉容量率之計算說明如下：

1. 北島(North island)預期的發電容量減去該島的尖峰負載；
2. 系統操作者(system operator)於進行一年的供電可靠度評估時，必須審視預期的尖峰負載的發電容量；
3. 預期的發電容量公式如下

$$EC=T+W+B+H+DRIL+SI$$

其中，

T：是指北島火力電廠於扣除機組故障及定期檢修後的淨發電容量；

W：是指北島風力電廠總裝置容量的 20%；

B：是指冬月白天期間(4 月 1 日至 01 月 31 日早上 7 點至下午 10 點)北島所有地熱電廠、汽電共生廠及不可控制水力等可輸出的發電出力；

H：提指北島可控制水力電廠於扣除故障及定期檢修容量，及其他因素導致出力減少等後之淨發電容量；

DRIL：冬月用電尖峰期間，超過 200 次以上時間可執行的需量反映及可停電力等可抑低的負載量；

SI：尖峰用電期間，南島(South island)可有效供應北島的發電容量。

尖峰負載：是指冬月最高 200 個半小時尖峰負載的平均值，含輸電損失。



## 第四章 總結與參考建議

### 第一節 總結

#### 一、負載預測

##### (一)澳洲

1. 綜合性考量(1)空間上之系統與區域(2)時間上短期與長期(3)屬性上之由上而下(宏觀)與由下而上(微觀)(4)方法上之確定性模式與機率性模式之互補性與整合性。
2. 考量之預測變數，包括：(1)總體變數(國家總產值GSP、人口)(2)價格變數(電價)(3)溫度變數(暖氣度HDD、冷氣度CDD、氣候因素)(4)其他變數：輔助負載、輸電損失、需求面資料(大型工業負載，非大型工業負載如需求面太陽光電PV、能源效率、需求面管理等)等。
3. 預測之主要挑戰：(1)用戶端太陽光電之不易估計(2)能源效率改進之相關資料蒐集與估計(3)用戶行為改變之電價彈性估計和(4)各種資料之蒐集與假設。
4. 預測角色與定位：市場操作者(AEMO)主導預測模型，包括電能預測與最大尖峯負載預測；輸電公司(TransGrid)亦自行發展其預測模型以決定輸電計畫；管制機構(AER)則監督預測結果(亦有自己之模型)進行審查檢驗。
5. 預測流程：市場操作者建立(1)電能預測(2)尖峯負載預測之預測流程，而輸電公司(TransGrid)亦自行建立其負載預測流程。

##### (二)紐西蘭

1. Transpower自2012年起使用整合方法(ensemble approach)，以各模型組成套組，蒐集多方觀點，在長期電力負載預測領域屬創新之舉。因為單一模型的結構與參數不確定性較高，因此同時採用多個結構相異的模型，再整合其結果，產生不確定性的分配(distribution of uncertainty)。
2. 包括開發一組高階預測模式(high level forecasting models, HLFMs)，其中每個

模型都能產生全國尖峰與用電的隨機預測，目前共有四個HLFMs：(1)計量模型、(2)內生模型、(3)任意設定(ad hoc)模型、(4)經發部衍生模型- Ministry of Economic Development(MED) Energy Outlook的修正版。

3. 另外開發分攤方法學(allocation methodology, AM)，以便將全國預測值分攤至區域。AM可以產生所有需要的結果，如(1)季節平均需求、(2)年/季節、全國/南北島/區域半小時尖峰、(3)季節、日/夜、區域的谷底。

## 二、電力規劃

### (一)澳洲

1. 整體性規劃原則涵蓋安全度與可靠度，包括調度、5分鐘預調度、預調度、8天前短期之系統適合性評估(Projected Assessments of System Adequacy, PASA)，2年前之中期系統適合性評估(PASA)和10年前之電力投資機會報告(Electricity Statement of Opportunities, ESOO)的整體考量。
2. 規劃可靠度標準：為確保長期足夠之發電與輸電容量，保障每個區域每年低於0.002%之缺電供應風險。
3. 規劃因素考量：(1)需求預測(考量系統與區域之電能與尖峰負載需求及燃氣需求)、(2)發電計畫(考量①快慢速改變及分散型電源計畫，包括複循環氣渦輪機(Combine Cycle Gas Turbine, CCGT)、開放式循環氣渦輪機(Open Cycle Gas Turbine, OCGT)和燃煤機組之退休與新增)②油價衝擊：燃煤與燃氣之替代與組合③不確定性：燃煤與燃氣之替代與組合、(3)網路規劃因素(考量①輸配電線損②發電機組進入點和負載輸出點③輸電限制④區域間和區域內之聯結等)、(4)其他因素考量：技術與政策假設、不確定情境假設、碳稅、再生能源目標、需求面管理、備用容量適合性和緊急應變管理等、(5)規劃方法：最小成本情境規劃。
4. 規劃角色與定位：(1)市場操作者(AEMO)主導負載預測(2)輸電公司(TransGrid)提出發電計畫評估和輸電計畫(3)管制機構(AER)監督輸配電計畫與爭議處理。



5. 規劃流程：輸電公司與市場操作者協同合作，建立規劃及公開諮詢和公告流程(2)依據澳洲市場管理委員會(AEMC)所設定之市場準則，管制機構(AER)就輸配電計畫進行投資計畫管制測試(RIT-T，RIT-D)。

## (二)紐西蘭

1. 為了確保供電安全，Transpower所負的責任除輸電計畫外還包括辦理未來10年的電力供需展望，評估內容包括規劃的新電源、輸電系統的限制、負載預測及燃料存量等；至於短期(最長到18個月)規劃部份，必須評估提供發電業與用戶有關發生枯水的風險及負載型態的變動等。
2. GEM模型係由電力管制局(Electricity Authority, EA)開發，它是用來決定未來30年以上的長期電源開發規劃模型，它決定：(1)開發那些新電源，考量的發電技術包括風力、水力、地熱、基載火力、尖峰火力、(2)何時興建、(3)新增加的開發容量(MW)、(4)在何處興建，在北島或南島。
3. 在GEM模型中，北島與南島間的超高壓直流輸電線(HVDC)的輸電容量亦納入考量。既有機組的退休時程是一內生變數，使用者可以輸入既有機組延長使用年限所需要的費用，GEM模型會決定該機組退休與否。此外GEM模型可以輸入3個有關系統安全的限制條件，「冬天備轉容量(winter capacity margin)」為其中之一，該備轉容量標準相當於冬月的尖峰負載加780千瓩。

## 第二節 參考建議

### 一、強化多元與整合之負載預測

比較我國與澳紐之負載預測(含電能預測與尖峯負載預測)雖然考量因素和預測方法大致相同，惟澳洲之部份特殊作法亦值得我國參考，例如價格彈性考量、大型工業負載之特殊考量、用戶端太陽光電與輔助性負載之估計、需求面管理估計、能源效率抵換預測、溫度因素除冷氣度CDD外另考量氣候變遷因素等，宜進一步考量國內相關資料之可獲性，予以適度評估其可能改進之空間。而紐西蘭結合全國高階預測模式和區域分攤方法之綜合各模型的整合方法，亦值得我國參考借鏡。

### 二、強化短期與長期相互搭配之電力規劃

在紐澳自由化下雖然主要以短期電能交易為主，惟綜觀澳紐電力市場整體制度設計，亦極為重視中長期電力規劃，尤其澳洲對於輸配電公司所提報輸配電計畫(含發電計畫評估)均進行管制測試(RIT-T, RIT-D)，以確保長期(10年)之投資機會報告(ESOO)、中期(2年)之系統適合性評估(PASA)、短期(8天前)之適合性評估和更短期(5天)之預調度與調度之整體搭配，從而確保每個區域市場之供電可靠度。反觀我國，目前在尚未自由化下之電力規劃，以長期電源規劃為主，雖亦考量中長期電網規劃、短期電力調度相關因素，惟長期電源規劃、中長期電網規劃和短期電力調度如何更整體性之密切搭配與銜接，實可借鏡澳紐，以提升整體供電可靠度。

### 三、強化不確定性情境下之電力供需規劃

無論澳紐或我國未來均將面對不確定情境下之電力供需規劃，除了進行電力供需「情境規劃」外，澳紐另採用確定性模式和機率性模式之複合式搭配，包括運用蒙地卡羅模擬天氣預測與負載分佈、尖峯用電隨機預測和運用機率性規劃於電力規劃之問題界定、發電分佈、可靠度和成本效益分析等，實值得我國就國內實務情況與資料可獲性進一步評估其運用之可行性，以補充純確定性模式之不足。

# 附錄一：澳洲電網公司(TransGrid)補充資料



<b>Meeting Title</b>	Taiwan Power Company (TPC)	<b>Date</b>	Thursday 25 October 2012 10 am to 12 noon
<b>Location</b>	Tesla Boardroom – Level 9	<b>Chair person</b>	Bruce Howard
<b>Attendees</b>	<b>Reference</b>		
Stephen Clark (part), Warren Barat (part)			
Bruce Howard, Arindam Sen, Gordon Burbidge, Michael Bradbury, Connie Liang			

## Agenda Items

Topic	Presenter	Time Allocated
1. Introduction to TransGrid & welcome	Stephen Clark	10:00 to 10:10 (10 min)
2. The Australian Electricity Market & TG role	Bruce Howard	10:10 to 10:40 (30 min)
3. Network Reliability, Standards & non network solutions	Gordon Burbidge	10:40 to 11:10 (30 min)
4. Load Forecasting	Arindam Sen	11:10 to 11:40 (30 min)
5. Questions and general discussion	All	11:40 to 12:00 (20 min)

## Other information

### Resources

- Overhead projection

### Questions submitted by TPC:

#### Load Forecast methodology:

1. What models/methods do you apply to carry out yearly and monthly load forecast?
2. What key factors are considered in forecast models?
3. How do you carry out regional load forecast?
4. How do you handle effect of special events on long-term load forecast?

#### Network reliability standard:

1. What reliability standards are imposed on the transmission system?
2. Which agent takes charge of setting these reliability standards? How are these standards determined and how often are they revised?
3. Is there any plan to upgrade the grid to accommodate more intermittent renewable energy or to build a grid-base storage system, such as pumped storage? What is the criterion for building a pumped storage?

## 一、Introduction to TransGrid & welcom






# Welcome

## Taiwan Power Company

**Stephen Clark**

**Executive General manager / Network Planning and Performance**

Thursday, October 25, 2012

 caring |  enterprising |  committed |  collaborative



- Welcome to Taiwan Power Company
- We are pleased to be able to co-operate in information exchange with your company
- We look forward to sharing information about load forecasting processes and reliability standards with you

Thursday, October 25, 2012

 caring |  enterprising |  committed |  collaborative

# Australian National Electricity Market



Thu

Committed | Collaborative

## CORPORATE PLAN 2012-2016

### OUR VISION

Excellence in all we do.

### OUR MISSION

To provide safe, reliable and efficient transmission services to NSW, the ACT and the National Electricity Market.

### OUR VALUES

- Committed
- Collaborative
- Enterprising
- Caring



### SERVICE THE MARKET

Customer connection experience enhanced  
Transmission constraints efficiently managed  
Information provided to National Electricity Market participants and intending participants

#### 3 YEAR TARGETS

Achieve customer experience performance indication as measured by a customer survey of at least 75%  
Connection agreement established with NSW Distribution Network Service Provider (DNSP)



### IMPROVE AND INNOVATE

Reliability at an efficient price  
A safe and healthy workplace  
An improved investment decision making and program delivery process  
An innovative workplace

#### 3 YEAR TARGETS

Productivity levels show a statistically significant improvement  
>90% of capital projects on time and within budget  
Maintain employee engagement relating to safety at 80% or more  
Electrically related incidents show a declining trend  
LTFR for employees and contractors = 0



### CONTRIBUTE TO OUR COMMUNITY

Confidence of Government  
Positive relationships with local communities  
Public safety ensured  
Environmentally responsible

#### 3 YEAR TARGETS

Nil injuries to members of the public due to factors within TransGrid's control  
Measurable improvement in the sentiment of key stakeholders towards TransGrid  
Nil environmental incidents requiring regulatory sanctions  
% of TransGrid's workforce:  
→ who are woman 22%  
→ who are Aboriginal and Torres Strait Islander (ATS) 2.6%  
→ whose first language is not English 22%  
→ who have a disability requiring adjustment at work 2%



### INCREASE BUSINESS VALUE

Profitability and business value growth  
A successful Revenue Determination  
A commercially sound regulatory framework  
Spend as if we own the business

#### 3 YEAR TARGETS

Based on 8.5% vanilla WACC outcome:  
→ EBITDA = \$689 million  
→ Operating profit after tax = \$149 million  
→ ROA = 5.7%  
→ ROE = 5.8%  
→ Book Debt Levels = \$3.4 billion  
→ RAB = \$6.9 billion



### FOSTER A PERFORMANCE CULTURE

TransGrid's values are lived by all employees  
→ Committed - We deliver on our promises and are accountable for our actions  
→ Collaborative - We work as one to achieve our vision  
→ Enterprising - We embrace new ideas and are not afraid to challenge the norm  
→ Caring - We treat all people with respect and dignity

#### 3 YEAR TARGETS

Achieve employee engagement score of at least 65%

\*Required as per OAG agreement by 2016

## 二、Australian National Electricity Market(NEM) & TransGrid Role

**Taiwan Power Company Presentation**  
25 October 2012

**Australian National Electricity Market (NEM)**  
**TransGrid Role**

歡迎  
我的名字是：

Bruce Howard      Network Planning & Development Manager      bruce.howard@transgrid.com.au

### National Electricity Market

**HOW WE FIT IN THE MARKET**

We have a unique position in the National Electricity Market (NEM), as the owner and manager of one of the largest electricity transmission networks in the country. We work closely with our partners so we can provide the best possible electricity service.

**GENERATORS**  
Make electricity at power plants. Most power plants use coal, gas, water or wind - storing energy. Includes Generation, Cello Electricity, Snowy Hydro, Origin Energy and Infigen Energy.

**TRANSMISSION**  
Electricity goes through TransGrid's high-voltage transmission lines that stretch across all of NSW and the ACT.

**DISTRIBUTION**  
Electricity travels through distribution lines, whose smaller pole-top transformers reduce the voltage for use in homes - RedGrid, Essential Energy and Endeavour Energy.

**END USERS**  
Electricity travels through wires inside the walls, to the switches in homes and businesses.

**AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION (AEMC)**  
A statutory commission responsible for developing NEM and market development rules.

**AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO)**  
Operates the NEM and manages power system security.

**AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR (AER)**  
Administers the National Electricity Rules and makes regulated revenue determinations for non-regulated energy companies like TransGrid.

# TransGrid Information



TransGrid

- Owner, operator and manager of the high voltage electricity transmission system - New South Wales
- About 1,000 staff – many are technical mainly Engineers, Electrical Officers, Apprentices, Line workers, Operators, Tradespersons, Power workers
- 12,600 kilometres of high voltage transmission lines
- 91 substations and power station switchyards
- Network Assets \$6.2 billion
- Operating Profit \$243 million
- Network Availability 98.99%
- 5 year capital expenditure currently \$2.6 billion over 5 years

# Australian National Electricity Market



TransGrid



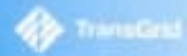
Thursday, October 25, 2012



# Networks in Australia



# Australian Electricity Networks

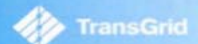


Thursday, October 25, 2012

caring | enterprising | committed | collaborative



# Networks in Australia



**Power from Queensland**

**Issues 1 & 2**

## **NSW Main Trans. System**

**Delivers Power from Generation Sources to Major Load Areas**

**Power from NSW Generators**

**Power from Victoria and Snowy**

Thursday, October 25, 2012

caring | enterprising | committed | collaborative

# Transmission Revenue Regulation

- Arrangements set out in National Electricity Rules and AER Guidelines (certainty)
- Future revenue is capped for five years where the revenue each year is cap based on:
  - Required return on the value of assets employed (asset value X rate of return)
  - Return of capital over economic life of assets employed
  - Forecast operating expenditure requirements for each year
  - Estimated tax payable
- Incentive based regulation
  - Revenues set with reference to ‘benchmark’ requirements
  - Revenues set for a 5 year minimum control period to encourage and allow businesses time to respond to incentives
  - TransGrid can keep share of cost savings made during the five years
  - Service incentives and penalties also apply
- Rules require Australian Energy Regulator to accept expenditure proposals if Australian Energy Regulator is satisfied that the proposals “reasonably reflect” efficient and prudent costs of meeting obligations.

Thursday, October 25, 2012

caring | enterprising | committed | collaborative

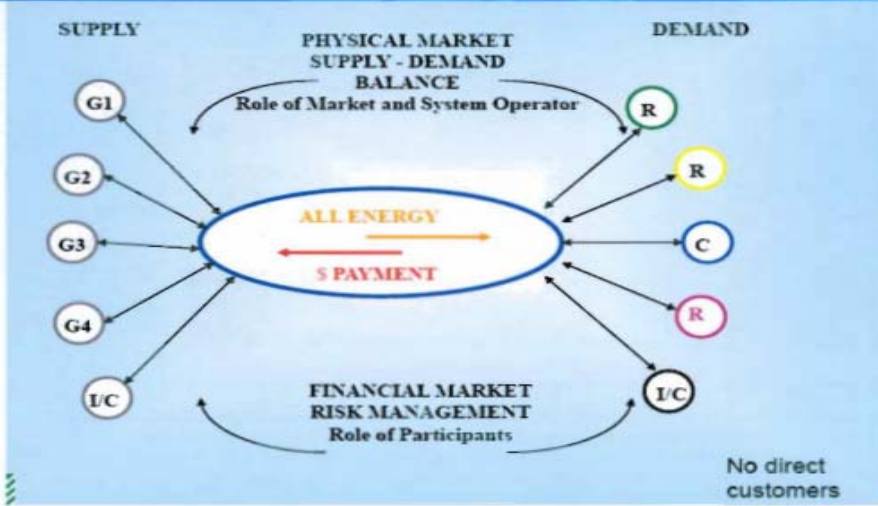
# TransGrid’s price compared to total price of electricity



Thursday, October 25, 2012

caring | enterprising | committed | collaborative

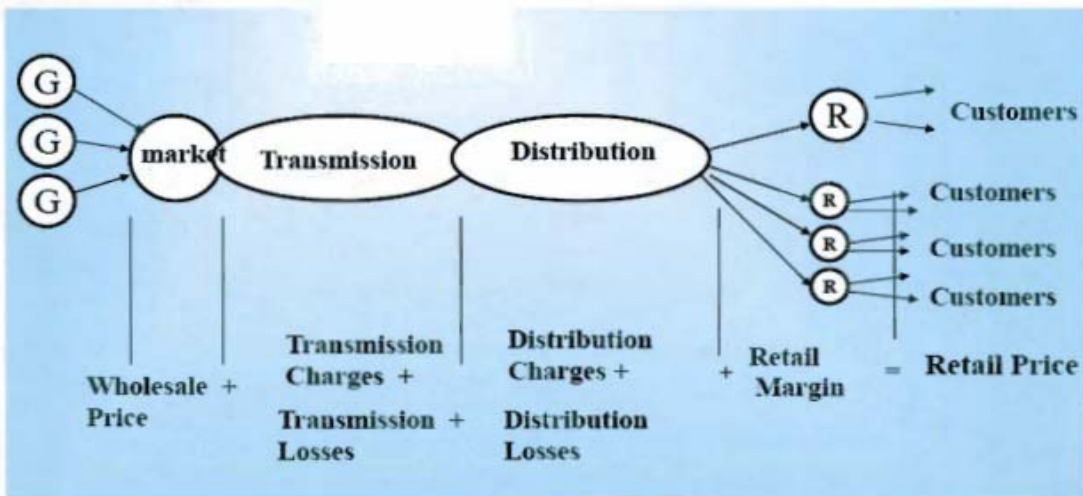
# Market Arrangements



Thursday, October 25, 2012

caring | enterprising | committed | collaborative

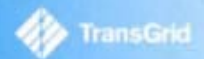
# Customer price Components



Thursday, October 25, 2012

caring | enterprising | committed | collaborative

Capital Wind Farm



# Taiwan Power Company Presentation

25 October 2012



谢谢

Bruce Howard      Network Planning & Development Manager  
[bruce.howard@transgrid.com.au](mailto:bruce.howard@transgrid.com.au)

### 三、Network Reliability and Non-network Options



## Network Reliability and Non-network Options

### Taiwan Power Company

Gordon Burbidge

Acting Manager/ Network Support and Consultations

Taiwan Power Company

Thursday 25 November 2012



caring



enterprising



committed



collaborative



## Transmission Reliability Standards

- Generally N-1
- A higher standard (modified N-2) is used for the Sydney inner metropolitan area (which includes the CBD load)
- Set by the NSW government technical regulator (presently the Department of Trade and Industry)
- Generally based on international practice
- Reviewed on an “as required” basis
- Desire to harmonise standards between the states
- A review is likely in the next couple of years

Taiwan Power Company

Thursday 25 November 2012



caring



enterprising



committed



collaborative

## Planning / Consultation Process

- TransGrid uses “standard” network planning techniques and tools
- Planning Process
  - Identify a need (shortfall in network capacity)
  - Identify feasible options
- The consultation process is defined by the National Electricity Rules
  - Consult with market participants and other interested parties about the need, the feasible options and how the best option is determined

## Consultation Process

- Three part consultation process (with dispute process)
- First part (Project Specification Consultation Report)
  - The limitation and how it was determined
  - Possible feasible solutions
  - What non-network options would need to deliver

## Consultation Process (2)

- Second part (Project Assessment Draft Report)
  - Considers submissions received (if any)
  - Undertakes an economic analysis
  - Recommends a preferred solution
- Third Part (Project Assessment Conclusions Report)
  - Considers submissions received (if any)
  - Makes a determination on the solution

## Dispute Process

- Dispute Process
  - Limited to application of the economic test and interpretation of some relevant definitions
  - Determination by the economic regulator (the Australian Energy Regulator)
  - There have been no disputes under the present consultation arrangements

## Non-network Options

- TransGrid is the leading Australian network owner in implementing non-network options
- The Australian “non-network market” is not mature
- TransGrid activities include
  - Seeking cost effective non-network options to meet particular needs
  - Developing the “non-network market”
    - Primarily collaboration with distributors
    - Research with universities
    - Trials / demonstration projects

## Non-network Options (2)

- There is increasing recognition of the importance of non-network options
  - Obligations in the National Electricity Rules to consider non-network options
  - Non-network options are being increasingly supported by the AER



## Intermittent Generation

- Two issues
  - Impacts of generators on TransGrid's transmission network (and other networks)
  - Quality of supply impacts on other customers (including those connected to other networks)
- Two timeframes
  - When connecting
  - When operating

## Intermittent Generation (2)

- Quality of supply issues (to all customers) and impacts on all networks are considered when generators are connecting, including
  - Fault levels
  - Equipment loadings/ratings
  - Voltage fluctuations
  - Harmonics

## Intermittent Generation (3)

- Day to day management of other impacts, such as frequency control and voltage, is the responsibility of AEMO
- Longer term development of networks is the responsibility of network owners
  - TransGrid's network must be able to accommodate a range of reasonable generation patterns, including both high and low levels of intermittent generation at critical times

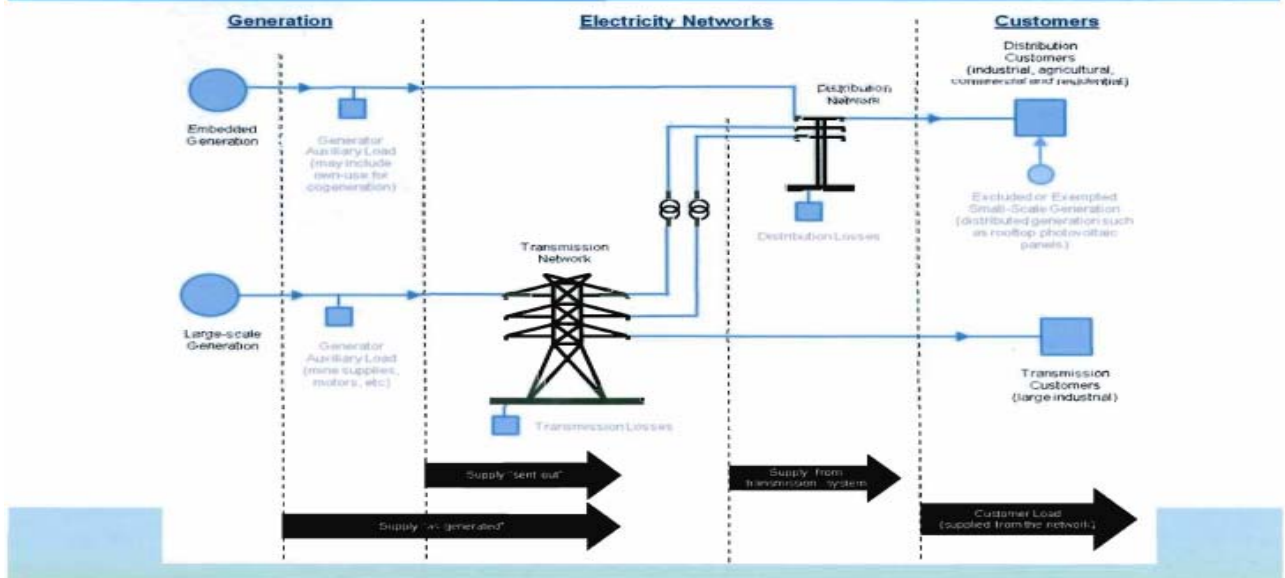
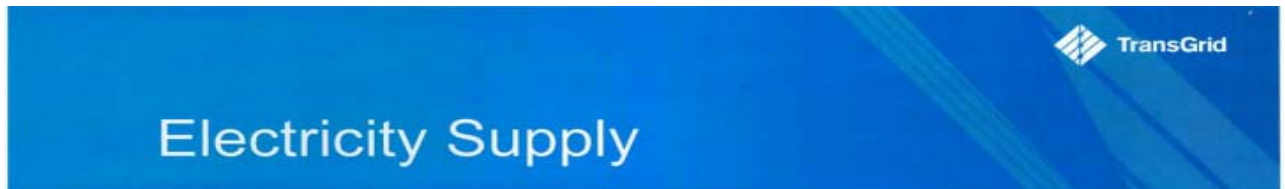
## 四、Load Forecasts for NSW Region



# Load Forecasts for NSW Region

Arindam Sen

25 October 2012



# Forecasting Processes

## Till 2011...

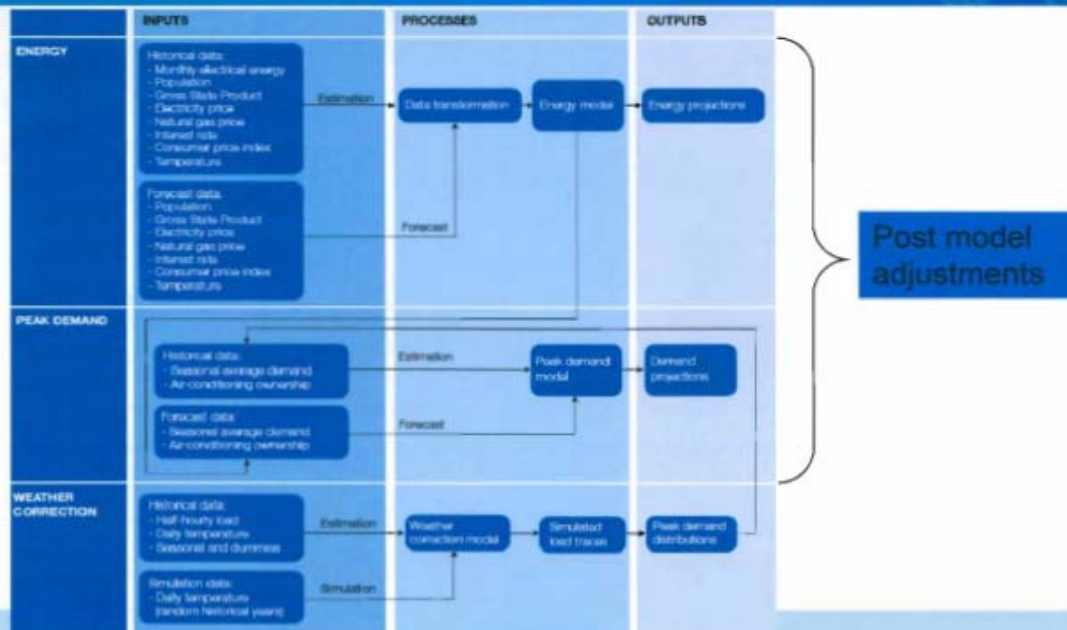
- AEMO made formal request for NSW Global Native Demand and Energy forecasts
- AEMO provided
  - Economic inputs
  - Projections of the contribution from renewable sources
- TransGrid provided the model
  - three related models
  - minor post modelling adjustments (eg. for PV)
  - remaining input data from recognised sources eg. Bureau of Meteorology temperature data, Australian Bureau of Statistics, Reserve Bank of Australia etc.

## From 2012...

- AEMO uses its own models for forecasting energy and maximum demands



# TransGrid Models



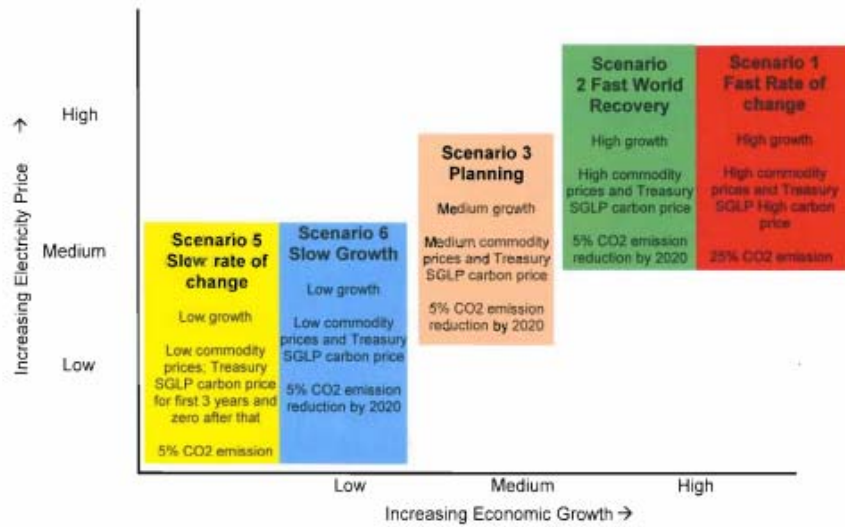
## Models

- Energy and Maximum Demand Models - Predominantly Top-Down
- Econometric equation: relates energy consumption to economic & demographic variables
- Some bottom-up consideration: large industrial loads treated separately

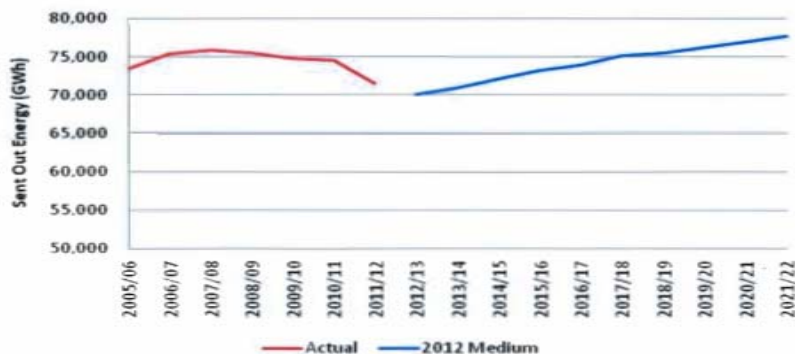
## Model Inputs

- Population
- State Income (Real state final demand)
- Real average electricity price in c/kWh
- Heating degree days, using region-representative weather stations
- Cooling degree days, using region-representative weather stations
- Average air-conditioning ownership, ratio of number in regular use to total number of households

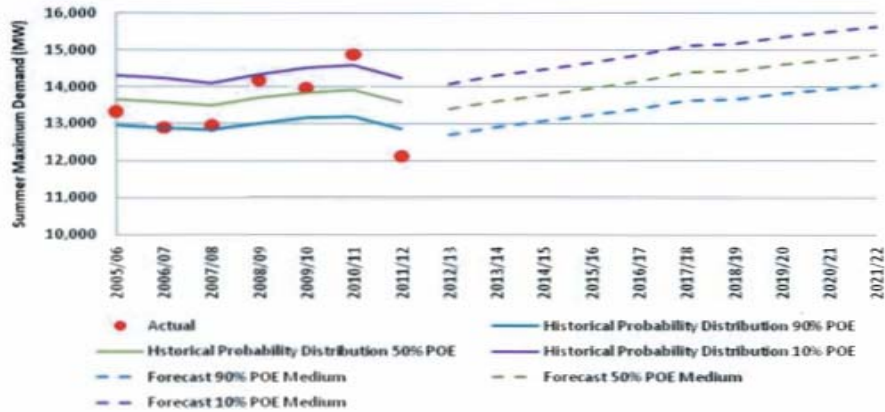
# 2012 NIEIR Economic Scenarios



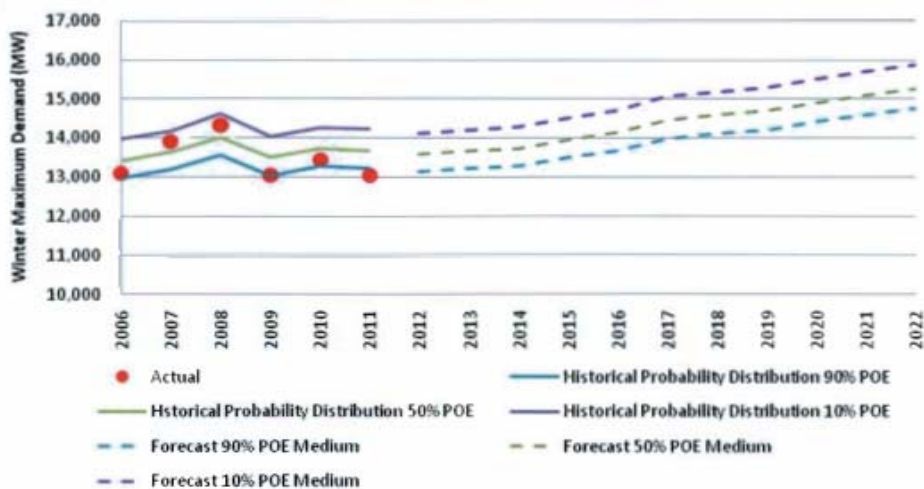
# Energy Forecasts (Medium Scenario)



# Summer Max Demand Forecasts (Medium Scenario)

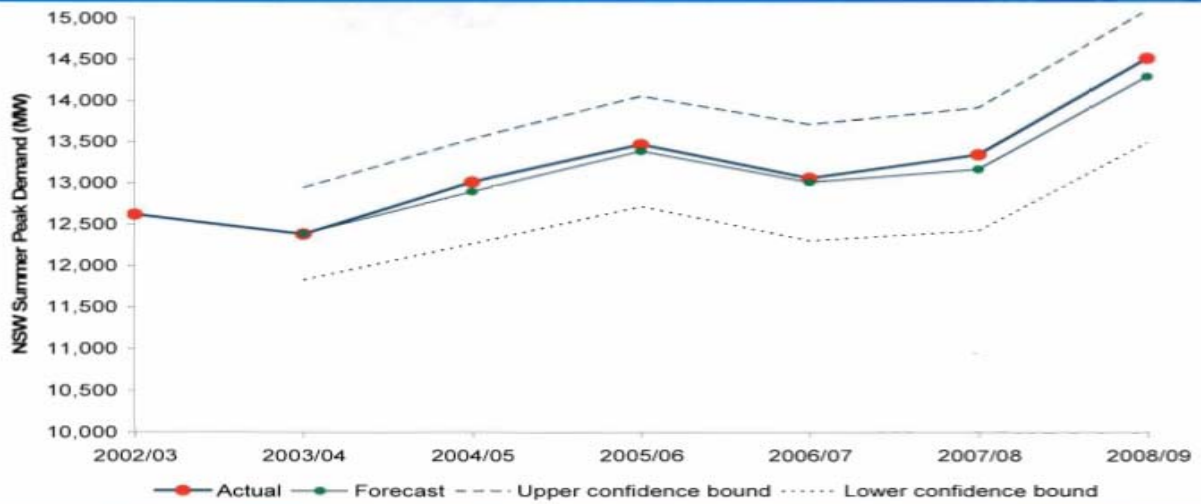


# Winter Max Demand Forecasts (Medium Scenario)

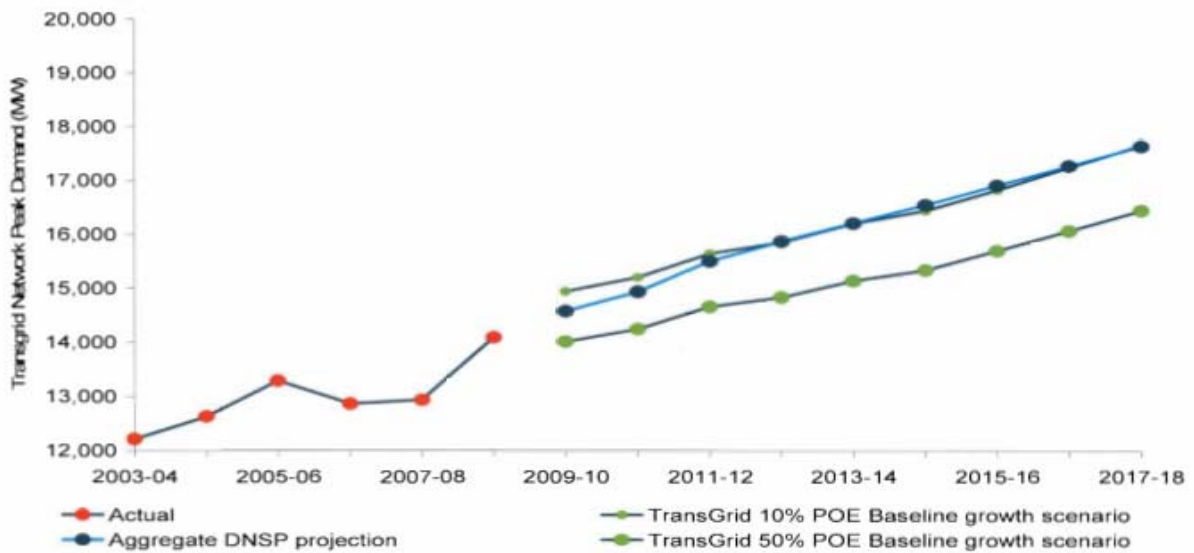


# Backcasting

Summer Peak Demand



# Comparison with Distributors' Forecasts





## 附錄二：澳洲能源市場操作者(AEMO)補充資料


**LONG TERM POWER SYSTEM  
DEVELOPMENT**

October 2012



NATHAN WHITE, MANAGER  
SUPPLY FORECASTING



OVERVIEW 

- AEMO's Role in the National Electricity Market
- System Reliability
- System Security
- Long Term Planning Methodology

SLIDE 2

## AEMO'S ROLE IN THE NATIONAL ELECTRICITY MARKET



## NATIONAL ELECTRICITY MARKET - AEMO's ROLES



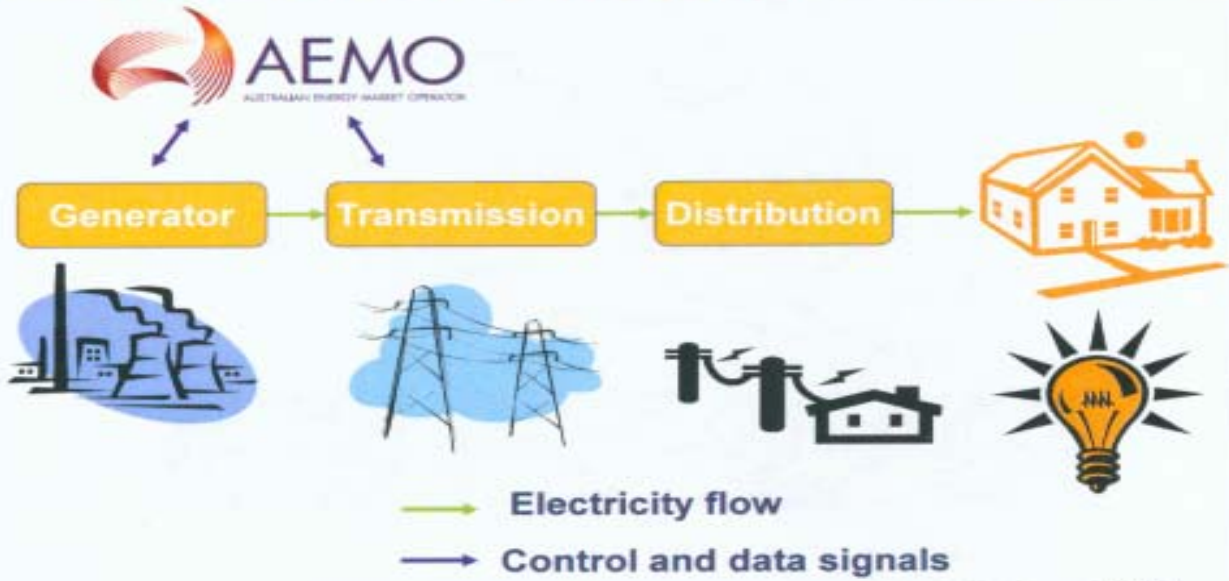
- Management of the NEM
- Overseeing reliability and security of the NEM
- Ensuring supply reserve to help meet reliability standards
- Directing generators to increase production during periods of supply shortfall
- Implementation of reserve trading to improve supply and reliability levels through demand-side response
- Facilitation of Full Retail Contestability (FRC)
- Electricity emergency management



March 2012

SLIDE 4

# AEMO's Role in The Power System



March 2012

SLIDE 5

# SYSTEM RELIABILITY



# System Reliability



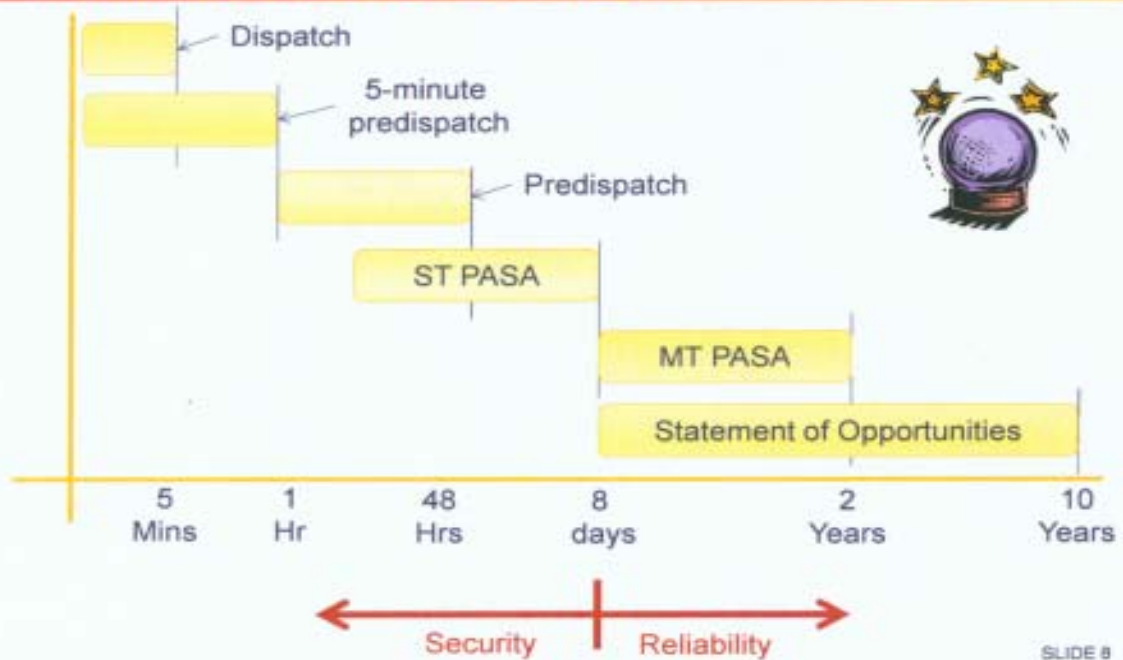
SUPPLY



DEMAND

**AEMO must ensure that supply and demand are instantaneously balanced 24/7**

# Planning to meet demand



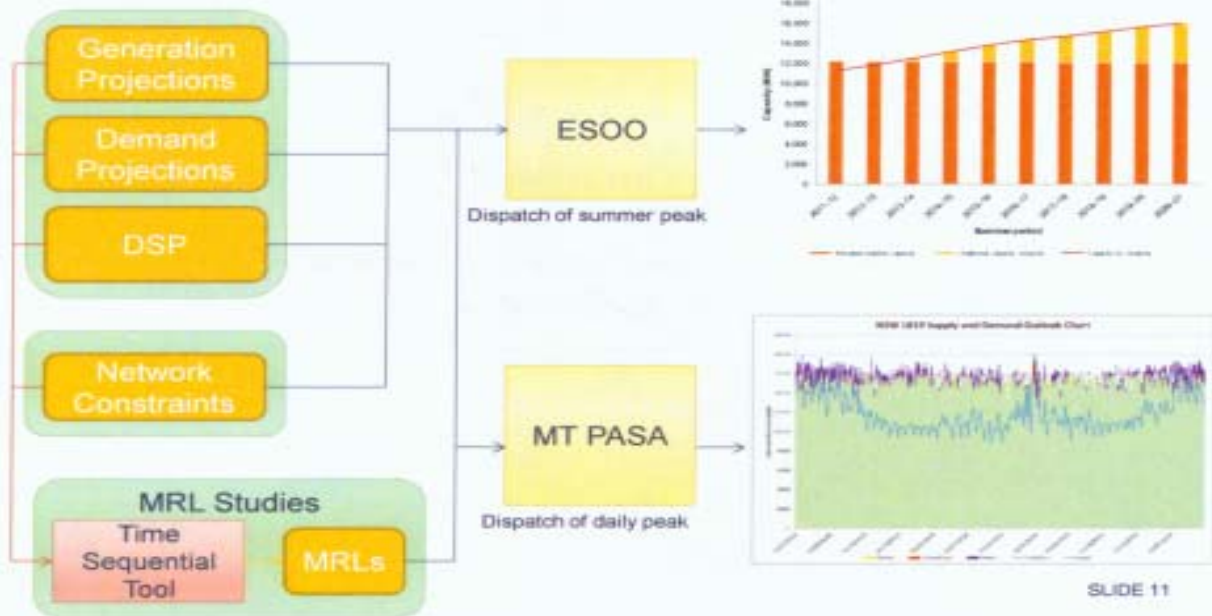
**“There should be sufficient generation and transmission capacity so that, over the long term, no more than 0.002% of the annual energy requirement in any region is at risk of not being supplied.”**

SLIDE 9

- Operational form of the reliability standard.
- Represents the minimum amount of installed capacity required to meet the reliability standard.
- Calculated using market simulations.
- Used in MTPASA to:
  - allow participants to manage their maintenance scheduling
  - allow AEMO to intervene to maintain reliability
- Used in Supply Demand Calculator to:
  - Identify the need for investment

SLIDE 10

## HOW THEY ARE APPLIED



## Reserve Adequacy

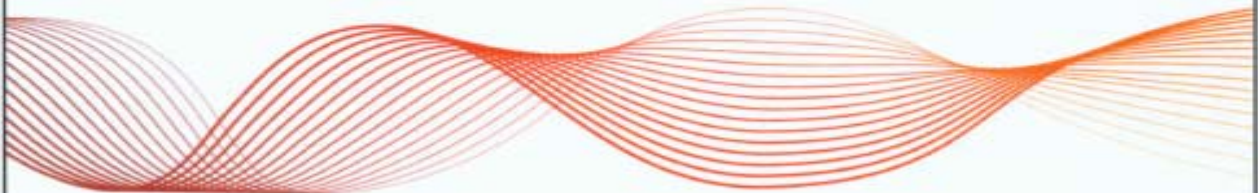


- Medium-Term and Short-Term PASA:
  - Provide 2 year outlook including planned maintenance – allow market to respond through changed maintenance patterns.
  - Monitor Reserves – Market Notice
  - Issue Direction – Generator, Market Customer, Network Service Provider
  - Intervene using Reliability and Emergency Reserve Trading (RERT)
- Electricity Statement of Opportunities (ESOO)
  - Provide 10 year outlook – allow market to respond through investment
  - Flag investment drivers that may inform policy decisions

March 2012

SLIDE 12

# SYSTEM SECURITY



## System Security



**Maintaining power system security is a core operating responsibility for AEMO that is executed in real-time through co-primary control centre infrastructure.**



*"Keeping the lights on and maintaining quality of supply"*



## System Security



- Constraint Equations
    - Ensure power system operated within technical limits
    - Interconnector and intra-regional limits
    - System normal and outage
    - Contingency management – Constraint Automation
  - Contingency Plans
    - Re-configure Network
    - Issue directions
    - Involuntary Load Shedding – Priority Order
  - Ancillary Services
    - Network Control
    - System Restart
    - Frequency Control
- Non-Market  
Market

March 2012

SLIDE 15

## LONG TERM PLANNING





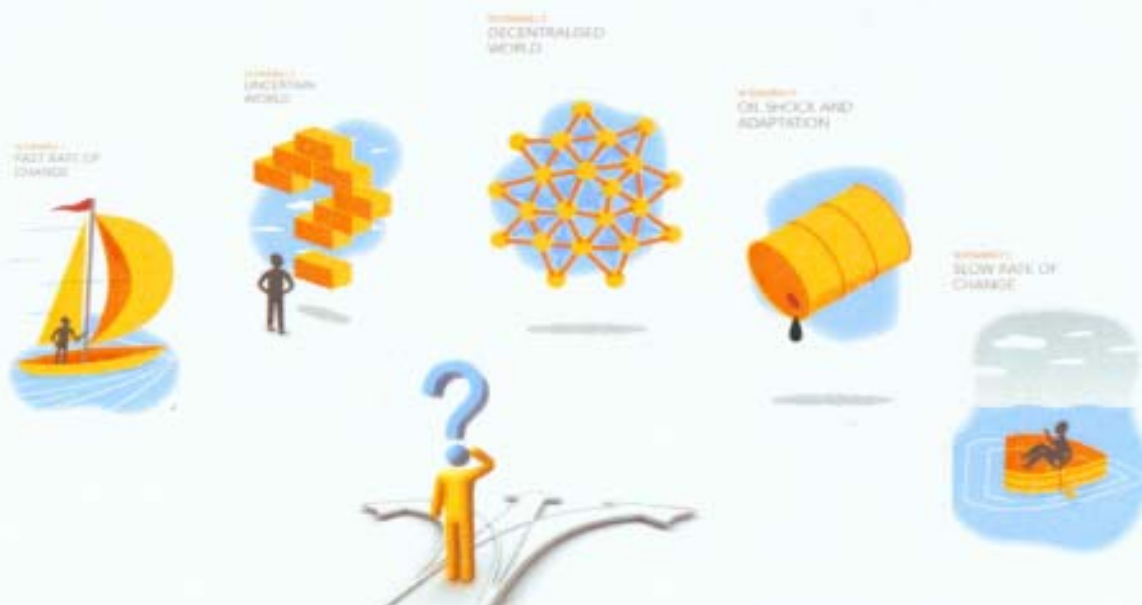
## KEY AEMO PLANNING PUBLICATIONS



- **Victorian Annual Planning Report**
  - Transmission investment needs (VIC)
- **South Australian Energy Report**
  - Generation and DSP investment needs (SA)
- **Electricity Statement of Opportunities**
  - Generation and demand-side investment needs and opportunities.
- **National Transmission Network Development Plan**
  - Generation and transmission outlook
- **Gas Statement of Opportunities**
  - Transmission and supply side outlook
- **National Electricity Forecast Report**
  - Regional electricity forecasts

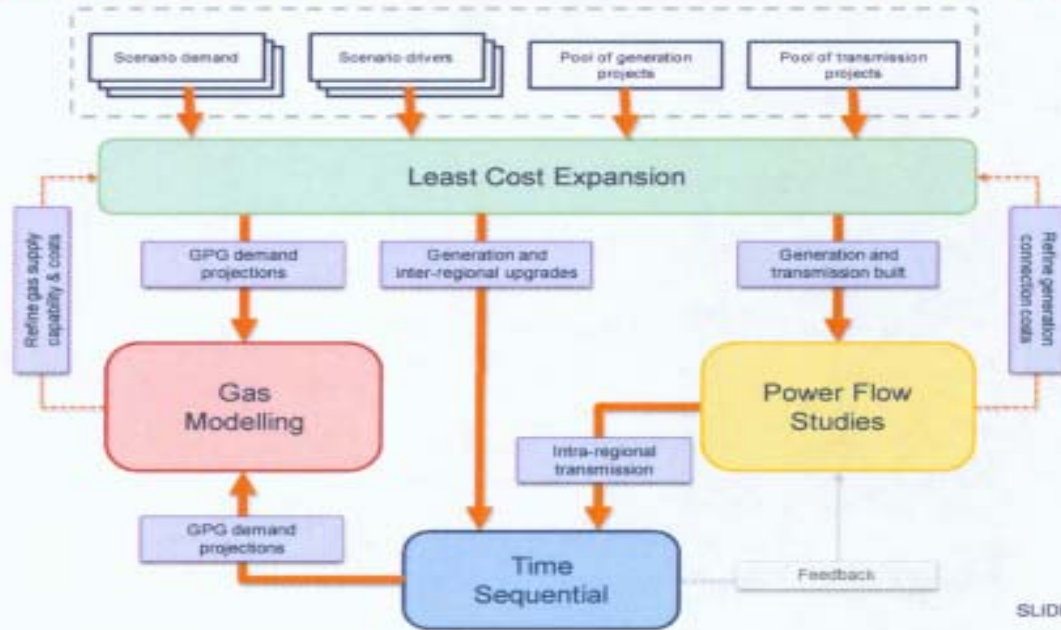
SLIDE 17

## UNCERTAINTIES - SCENARIO PLANNING



SLIDE 18

# THE PROCESS



SLIDE 19

# QUESTIONS?



# ELECTRICITY DEMAND FORECASTING IN THE NEM

October 2012

JESSE OLIVER, ANALYST  
ENERGY FORECASTING



## OUTLINE

1. Defining demand
2. Data, inputs and major assumptions
3. Energy forecasting methodology
4. Maximum Demand forecasting methodology



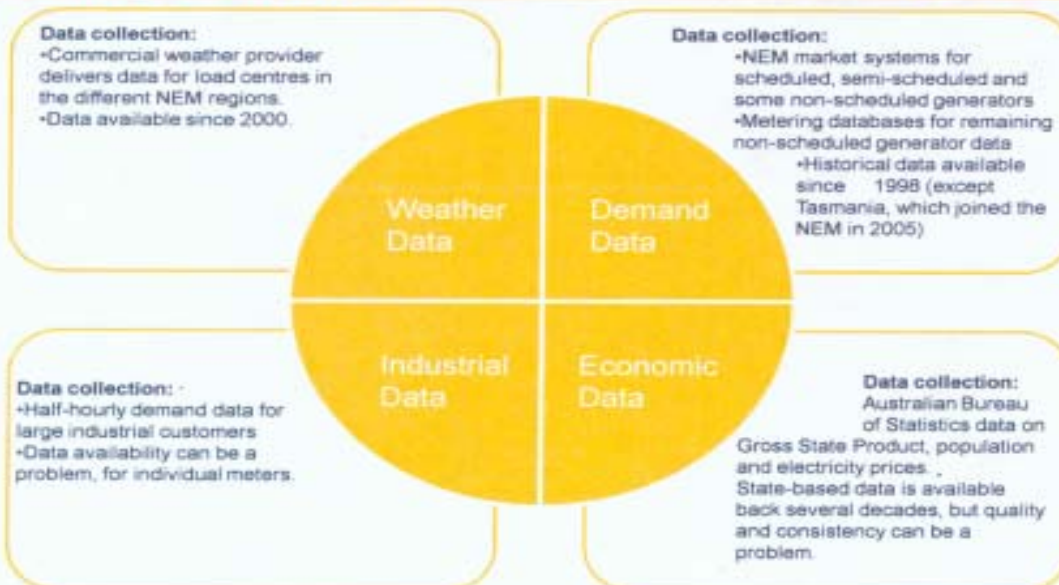
## DEFINING DEMAND



- In the electricity network, demand must always equal supply.
- There are many more demand points (customers) than there are supply points (generators). To measure demand, we therefore measure the electricity supply from all significant generators.
- The resulting **'demand'** which is forecast by AEMO is made up of:
  - Consumption by customers;
  - Losses on the transmission and distribution networks; and
  - Consumption by generators themselves, to run their power stations.

SLIDE 23

## HISTORICAL DATA INPUTS REQUIRED FOR EACH REGION



SLIDE 24

## MAJOR INPUT ASSUMPTIONS FOR FORECASTS



- Economic outlooks and electricity price projections are developed for 3 scenarios: high, medium and low growth.
- Policy & technology changes:
  - Assumptions are made about future energy and climate change policies and their impacts on:
    - Electricity prices
    - Demand (directly and indirectly, through prices)
  - Assumptions are made about the changing cost and uptake of technologies such as air-conditioners, PV etc.
- Climate change impacts are incorporated into temperature modelling of the forecast period.
- Changes to major industrial loads are based on the best available information from customers themselves (eg. expansion plans, plant closures, etc).

SLIDE 25

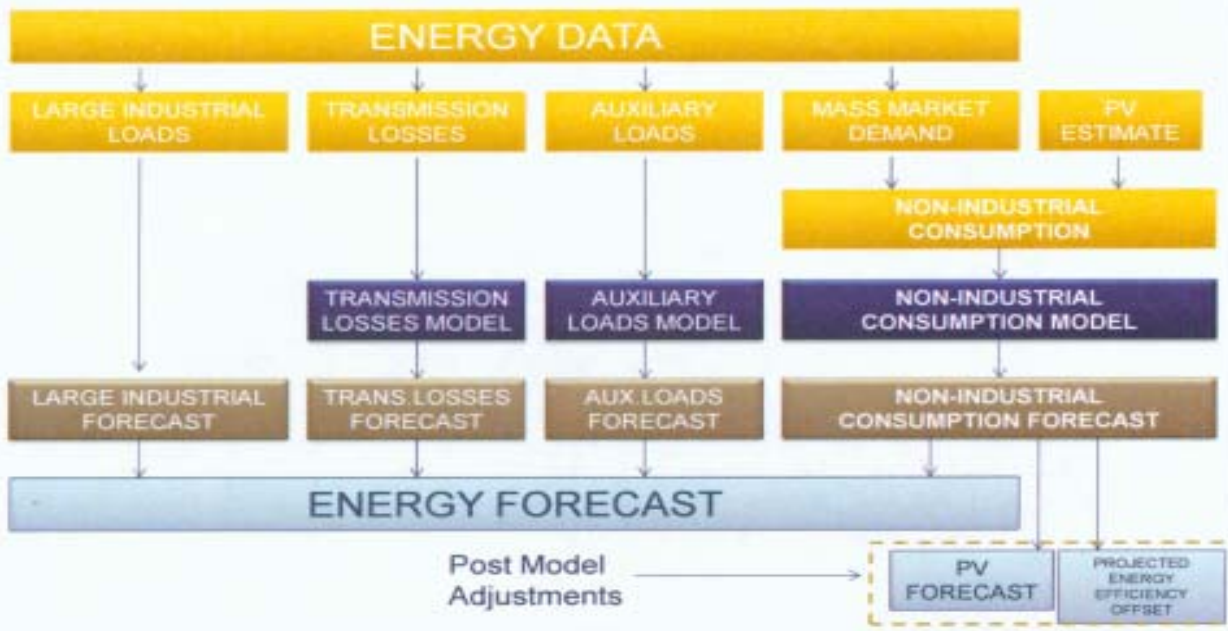
## ANNUAL ENERGY FORECASTING METHODOLOGY



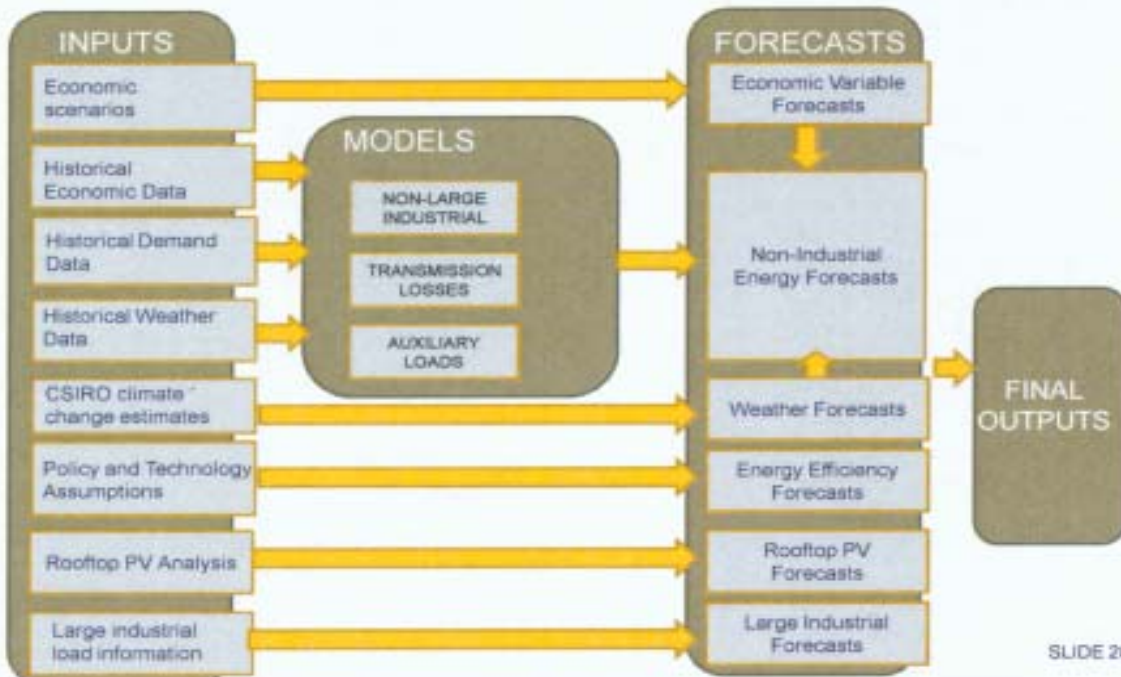
- Demand data is divided into:
  - Auxiliary Loads
  - Transmission Losses
  - Large Industrial Loads
  - Non-Large Industrial Consumption
    - Estimates of PV (rooftop photovoltaic's) added.
- For the non-industrial component, the relationship between annual demand and various drivers is derived:
  - macroeconomic indicators (GSP, population)
  - electricity prices
  - Heating degree days (HDDs) and cooling degree days (CDDs)
- Transmission losses and auxiliary loads are also modelled.
- Industrial demand is forecast separately based on the data and information collected from industry.
- Annual demand is then forecast for a 20-year outlook, for the 3 economic scenarios.
- Post model adjustments for Energy Efficiency and PV offset the annual energy forecast.

SLIDE 26

# ANNUAL ENERGY FORECASTING FRAMEWORK



# ENERGY FORECASTING PROCESS SUMMARY



SLIDE 28

## CHALLENGES FOR ENERGY FORECASTING



### Solar Power

- Customers generating their own electricity
- Large number of embedded systems creates difficulty in separating out generation from consumption in the data
- Leads to difficulty in analysing actual changes to residential/commercial consumption patterns



### Energy efficiency

- The efficiency of buildings and appliances is improving
- These changes are difficult to measure in the aggregate demand data, so assumptions must be made about the changes that are occurring



### Price Elasticity

- The response of customers to changes in electricity prices is difficult to determine from historical data
- Changes to customer behaviour which result from attitudes to the environment, media focus on electricity prices and other factors may be changing the price elasticity of demand



### Data collection

- Breaking down demand data to different regions and classes of consumption allows much more accurate analysis and forecasts
- The available data for performing such a breakdown varies between states and in many cases relies on assumptions being applied

SLIDE 29

## MAXIMUM DEMAND FORECASTING METHODOLOGY



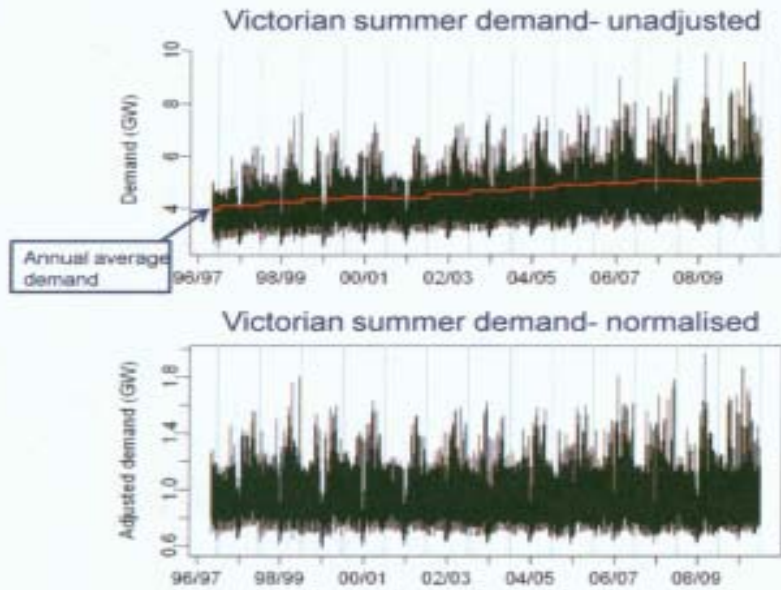
1. Data set separated:
  - Auxiliary Loads
  - Transmission Losses
  - Large Industrial Loads
  - **Non-Large Industrial Consumption**
    - Estimates of PV (rooftop photovoltaic's) added.
1. Annual Energy forecasts for **Non-Large Industrial Consumption** developed as an input.
2. Half-hourly demand variations for **Non-Large Industrial Consumption** are modelled:
  - Half-hourly model based on the temperature/demand relationship and time of day/time of year effects.
  - The demand/temperature relationship at one time will depend on the day, time of day, and temperatures over the past 24 hours
  - Different models are developed for each half-hourly period throughout the summer.
3. Bootstrap resampling used to create a set of simulated weather and residual scenarios for the half-hourly model- 1,000 per forecast year (similar to Monte Carlo analysis).
4. Half-hourly simulated results are combined with the annual model to create a probability distribution of MD for each forecast year.
5. Add other components of peak demand: Large Industrial, Auxiliary Loads, Transmission Losses and PV and Energy Efficiency offsets.

SLIDE 30

# HALF-HOURLY MODEL - TEMPERATURE



The historic demand set is normalised for average annual demand to analyse variations due to temperature and time of day/year

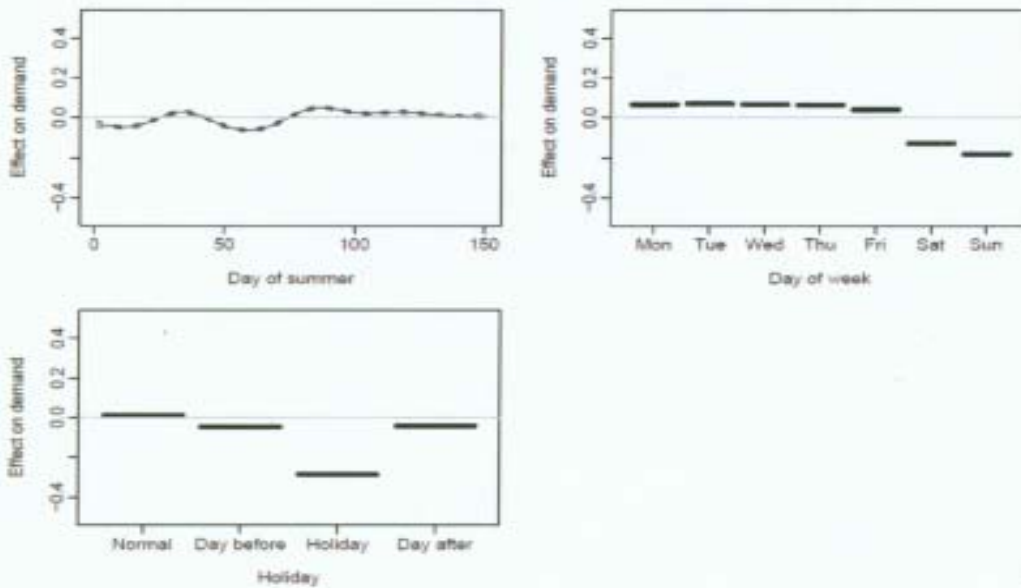


SLIDE 31

# HALF-HOURLY DEMAND MODEL- CALENDAR EFFECTS



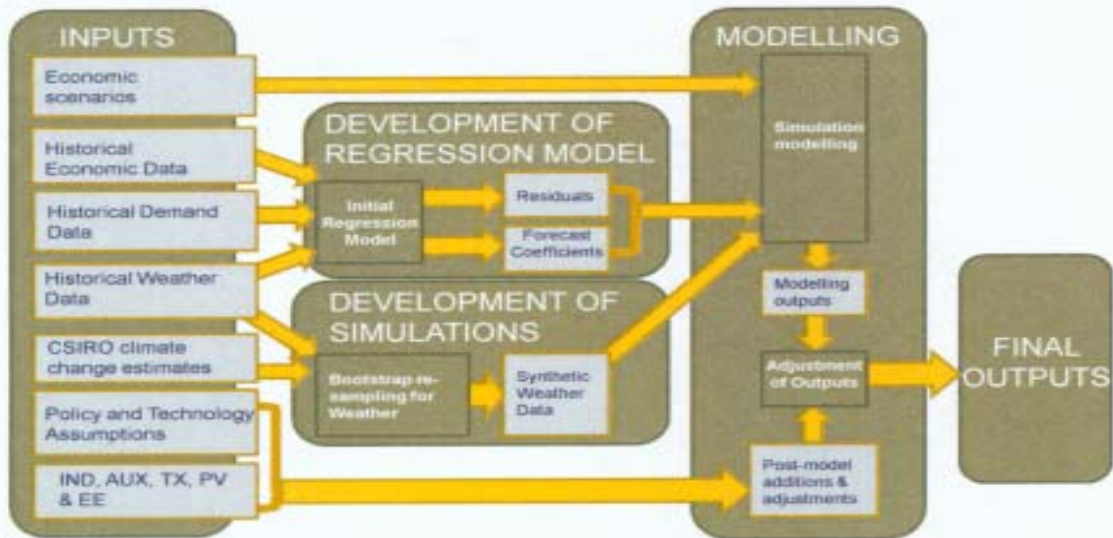
Time: 3:00 pm



SLIDE 32



## MD MODEL SUMMARY

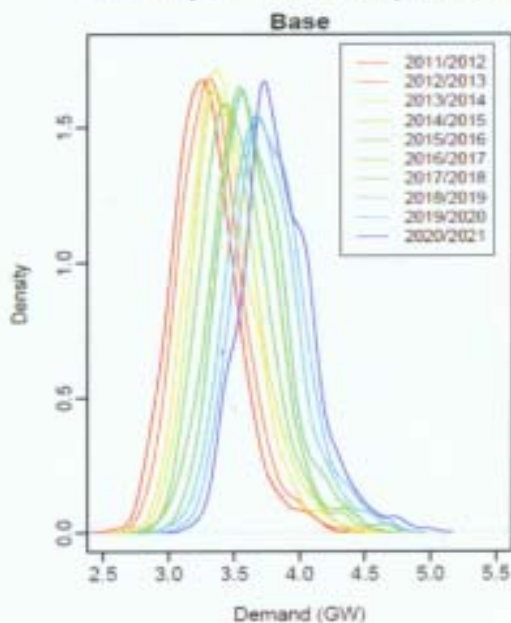


SLIDE 33

## MD MODEL OUTPUTS



Example MD output for base case:



- Probability distribution for summer MD for each forecast year
- 10%, 50% and 90% probability of exceedence values are presented in AEMO forecasts

SLIDE 34

QUESTIONS?



# RENEWABLE ENERGY IN THE AUSTRALIAN NATIONAL ELECTRICITY MARKET

October 2012

JESSE OLIVER, ANALYST  
ENERGY FORECASTING



## AUSTRALIA'S RENEWABLE ENERGY TARGET



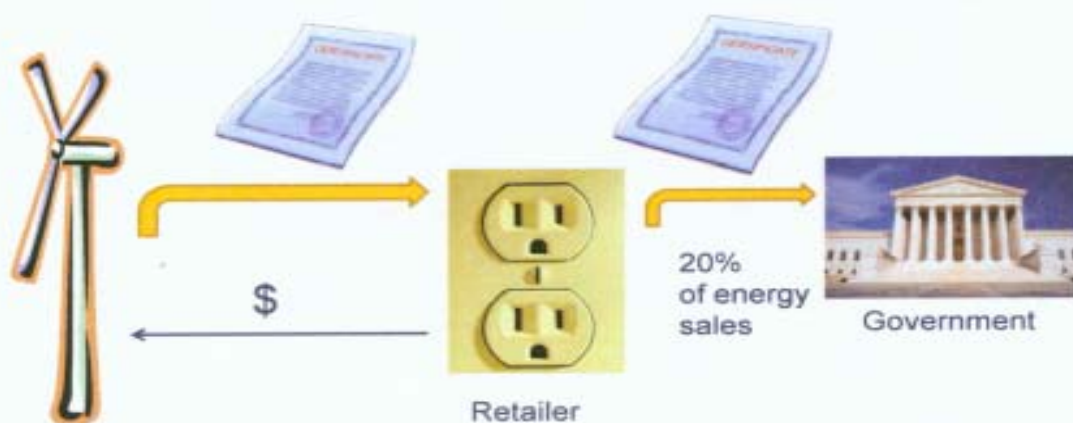
- Bipartisan legislation to achieve 20 % of electricity generation by 2020
- Introduced, in its original form, in 2001
- Currently
  - 13,700 GWh of large-scale renewable energy generation (approximately 9%)
  - Powering the equivalent of over 2.1 million households
- Revision of target currently in progress

SLIDE 37

## RENEWABLE ENERGY CERTIFICATE SCHEME



- Price ~\$40/MWh



SLIDE 38

- The legislation is split into two parts:
  - Large-scale Renewable Energy Target (LRET)
  - Small-scale Renewable Energy Scheme (SRES)

- The LRET scheme is achieved by:
- Large-scale Generation Certificates (LGCs) for megawatt hours (MWh) generated
  - LGCs can be sold or traded to liable entities, in addition to the power station's sale of electricity to the grid
  - generated by a renewable energy power station, or small-scale solar panel, wind or hydro system or displaced by a solar water heater or heat pump
- Liable entities (usually electricity retailers) have a legal requirement to purchase LGCs and surrender them on an annual basis

## SMALL-SCALE RENEWABLE ENERGY SCHEME (SRES)




- A financial incentive for owners to install eligible small-scale installations such as solar water heaters, heat pumps, solar panel systems, small-scale wind systems, or small-scale hydro systems.
- Legislated demand for Small-scale Technology Certificates (STCs) to be created for these installations for megawatt hours (MWh) generated or displaced over a time period
- Liable entities (usually electricity retailers) have a legal requirement to purchase STCs and surrender them on a quarterly basis.

SLIDE 41




## 附錄三：紐西蘭輸電公司(Transpower)補充資料



# Electricity Demand Forecasting

Hunter Humphries  
Grid Investment

TRANSPOWER




Keeping the energy flowing

Transpower: Grid Operator of the National Grid

## Objective

1. Overview of our forecasting methodology
2. Brief explanation of current situation



Keeping the energy flowing

TRANSPOWER

## Forecasting Methodology



Keeping the energy flowing

TRANSPower

## Two Approaches

- Top-down: We produce national and regional peak and energy forecasts using a top-down approach i.e. national → region.
- Bottom-up: We also survey our customers to see what their demand forecasts are, and use this information for producing forecasts at grid exit points.

Keeping the energy flowing

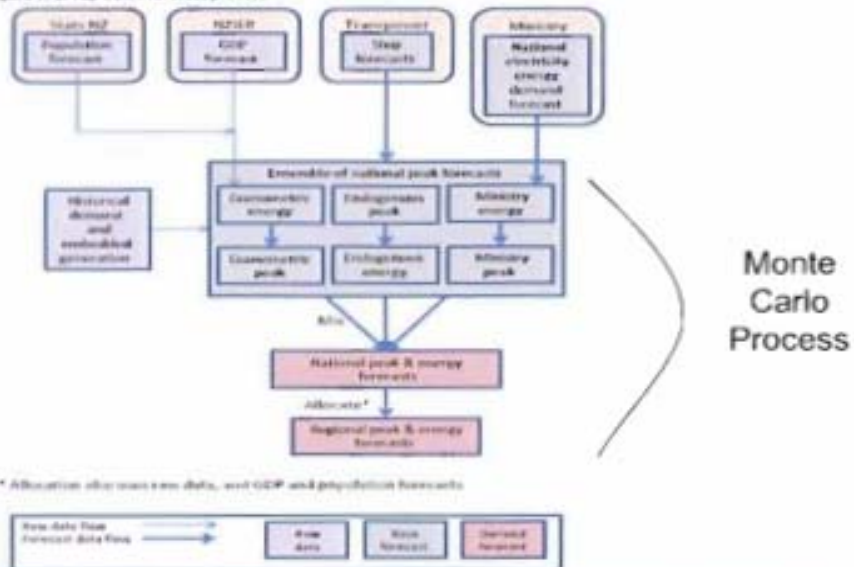
TRANSPower



# Top Down Models

## Top-Down Modelling Approach (An ensemble approach)

Figure 191: Top-down forecast process



## Exogenous Model – National Energy

- Based on this relationship:

$$\text{NZ Energy forecast} = \exp(\alpha + \beta_1 \ln(\text{Population forecast}) + \beta_2 \ln(\text{GDP forecast}) + \text{random factors})$$

- Based on historical relationship derived from data from 1990 to 2011
- Largest industrial user treated separately from model.
- NZ peak forecast derived from historical relationship between NZ energy and NZ peak

## Endogenous Model – National Peak

- Forecasts peaks and then derives energy forecast.
- Divides NZ demand into components:
  - industrial users
  - embedded generators
  - new step loads
  - other regional loads called residual loads.

## Endogenous Model – National Peak

- Different approach for each component:
  - Industrial demand and embedded generation are forecast based on historical levels.
  - New step loads are specified.
  - Residual loads are forecast based on historical trends:

*Residual New Zealand Peaks*

$$= \alpha + \beta_1(\text{year} - \text{mid year}) + \text{random factors}$$

Keeping the energy flowing

TRANSPower

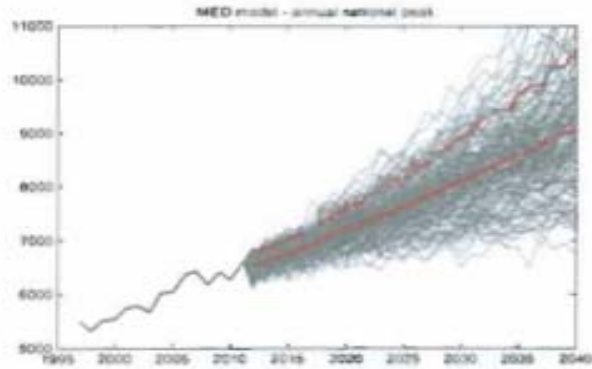
## MBIE Model - National Energy

- Based on the model and results produced by the Ministry of Business, Innovation, and Employment (MBIE).
- MBIE's model is an econometric model similar to Transpower's.
- NZ peak forecast derived from historical relationship between NZ energy and NZ peak

Keeping the energy flowing

TRANSPower

## Monte Carlo Process Produces Variety of Future Paths

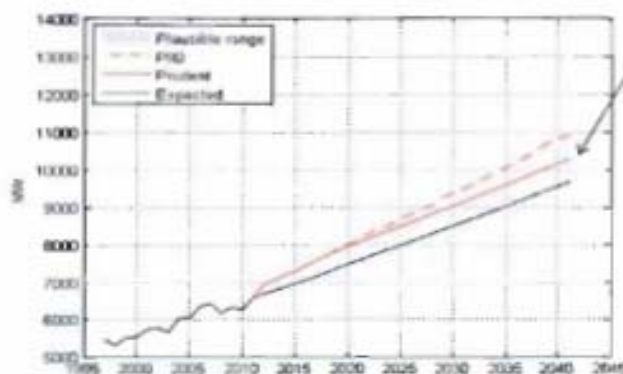


Keeping the energy flowing

TRANSPOWER

## Prudent Forecasts

- Prudent forecasts are produced for planning purposes.



Prudent forecast – Represents the 90<sup>th</sup> percentile of the resulting distribution of forecasts for the first 5 years – then is assumed to revert to the expected growth rate.

Keeping the energy flowing

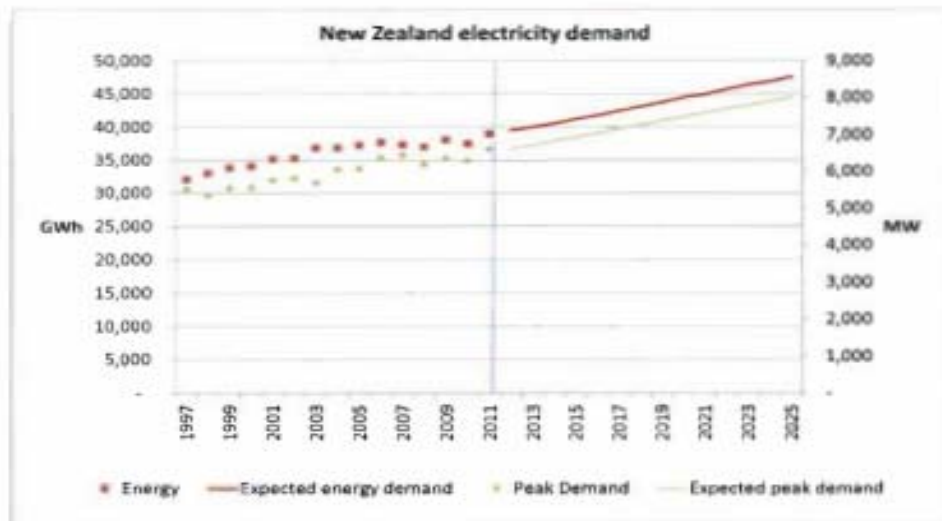
TRANSPOWER

## Seasonal and Regional forecasts

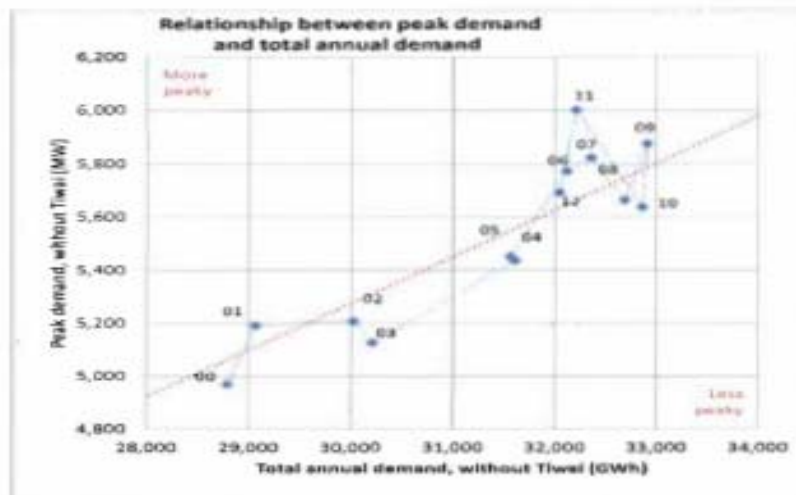
- The national forecasts are used to produce seasonal and regional forecasts.

## Current situation

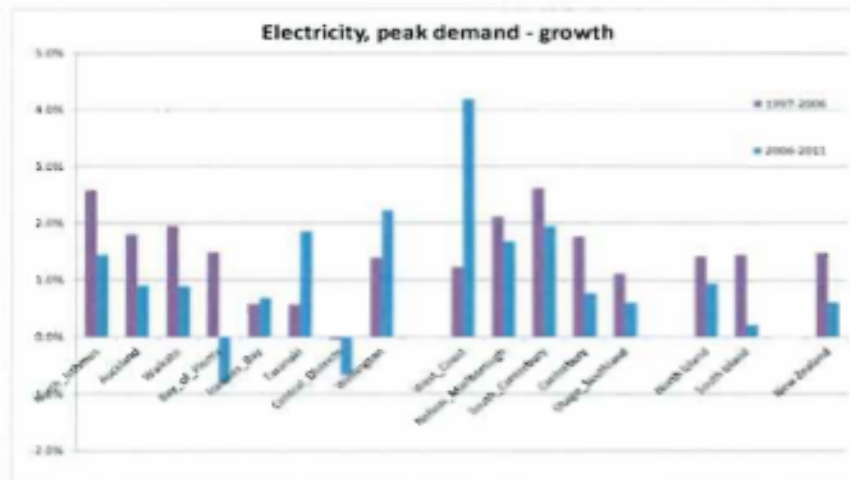
Nationally - strong growth in electricity demand to 2004 .... But relatively flat since ~ 2006 (except for 2011 "polar blast" )



Energy and peak are following a broad relationship ... and an early estimate has 2012 right back near 2006 .....



Regionally .....strong growth to 2006 ..... but restrained since then, particularly in the North Island .....



....with the decline in Bay of Plenty and Central North Island reflecting the decline in Wood, Pulp and Paper .....

Canterbury has been affected by the after effects of the earthquakes. But also in 2011 was hit by a polar blast that has lead to some disconnect between peak and energy growth...

